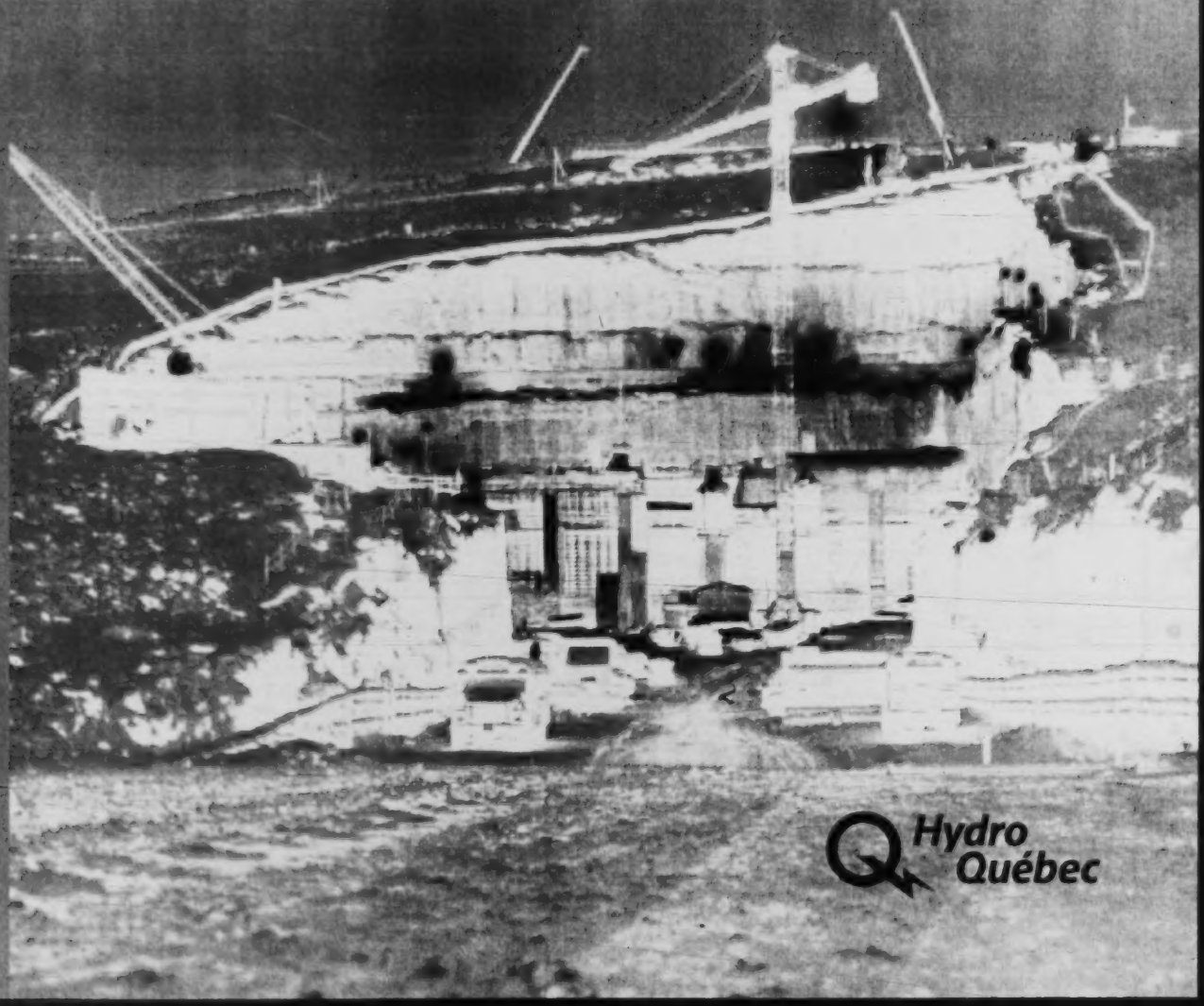
Rapport annuel 2004

grandir



Hydro Québec

IMPORTANT NOTE CONCERNING THE FOLLOWING PAGES

THE PAGES WHICH FOLLOW HAVE BEEN FILMED TWICE IN ORDER TO OBTAIN THE BEST REPRODUCTIVE QUALITY

USERS SHOULD CONSULT ALL THE PAGES REPRODUCED ON THE FICHE IN ORDER TO OBTAIN A COMPLETE READING OF THE TEXT.

REMARQUE IMPORTANTE CONCERNANT LES PAGES QUI SUIVENT

LES PAGES SUIVANTES ONT ÉTÉ REPRODUITES EN DOUBLE AFIN D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DE REPRODUCTION

LES UTILISATEURS DOIVENT CONSULTER TOUTES LES PAGES REPRODUITES SUR LA FICHE AFIN D'OBTENIR LA LECTURE DU TEXTE INTÉGRAL

Micromedia
ProQuest

789 East Eisenhower Parkway
PO Box 1346
Ann Arbor, MI 48106-1346 USA
Toll free: 1-800-521-0600
Fax: (734) 997-4247
Web: www.micromedia.ca

Rapport annuel 2004

grandir



Hydro Québec

grandir

Le vendredi 14 avril 1944, Hydro-Québec faisait ses premiers pas avec, déjà, audace et détermination. Depuis ce jour, notre entreprise a connu plusieurs poussées de croissance. Des périodes florissantes marquées par les défis à relever et l'engagement d'hommes et de femmes désireux de faire fructifier le patrimoine de leurs prédécesseurs. Soixante ans plus tard, animés par une énergie sans cesse renouvelée, nous voyons toujours aussi grand.

Hydro-Québec est un important producteur, transporteur et distributeur d'électricité. Elle fait de la recherche et de la promotion dans les domaines de l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. Son unique actionnaire est le gouvernement du Québec.

L'entreprise a regroupé ses principales activités dans six divisions. Elle évolue désormais dans un marché de libre concurrence entre les producteurs d'électricité. Ses activités sont réglementées dans les secteurs du transport et de la distribution.



En couverture : Centrale de l'Eastmain-1. Vue du site de la future centrale à partir du canal de fuite. Ce canal acheminera l'eau depuis la sortie des turbines jusqu'à la rivière Eastmain.

1 Faits saillants financiers
2 Faits saillants de l'année
4 Message du président du Conseil d'administration et du président-directeur général

Revue de l'année

8 Hydro-Québec Production
15 Hydro-Québec Pétrole et gaz
16 Hydro-Québec TransÉnergie
22 Hydro-Québec Distribution
32 Hydro-Québec Équipement
38 Hydro-Québec Technologie et développement industriel
44 Développement durable

Revue financière

55 Analyse par la Direction
77 États financiers consolidés
108 Renseignements complémentaires

Administration de l'entreprise

112 Direction
113 Conseil d'administration
114 Gouvernance
117 Rapport d'activité du Conseil d'administration et de ses comités
120 Code d'éthique et de déontologie des administrateurs, des dirigeants et des contrôleurs d'Hydro-Québec
124 Équipements de production et de transport
125 Grands équipements (carte)

grandir

Le vendredi 14 avril 1944, Hydro-Québec faisait ses premiers pas avec, déjà, audace et détermination. Depuis ce jour, notre entreprise a connu plusieurs poussées de croissance. Des périodes florissantes marquées par les défis à relever et l'engagement d'hommes et de femmes désireux de faire fructifier le patrimoine de leurs prédécesseurs. Soixante ans plus tard, animés par une énergie sans cesse renouvelée, nous voyons toujours aussi grand.

Hydro-Québec est un important producteur, transporteur et distributeur d'électricité. Elle fait de la recherche et de la promotion dans les domaines de l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. Son unique actionnaire est le gouvernement du Québec.

L'entreprise a regroupé ses principales activités dans six divisions. Elle évolue désormais dans un marché de libre concurrence entre les producteurs d'électricité. Ses activités sont réglementées dans les secteurs du transport et de la distribution.



En couverture : Centrale de l'Eastmain-1. Vue du site de la future centrale à partir du canal de fuite. Ce canal acheminera l'eau depuis la sortie des turbines jusqu'à la rivière Eastmain.

1 Faits saillants financiers
2 Faits saillants de l'année
4 Message du président du Conseil d'administration et du président-directeur général

Revue de l'année

8 Hydro-Québec Production
15 Hydro-Québec Pétrole et gaz
16 Hydro-Québec TransÉnergie
22 Hydro-Québec Distribution
32 Hydro-Québec Équipement
38 Hydro-Québec Technologie et développement industriel
44 Développement durable

Revue financière

55 Analyse par la Direction
77 États financiers consolidés
108 Renseignements complémentaires

Administration de l'entreprise

112 Direction
113 Conseil d'administration
114 Gouvernance
117 Rapport d'activité du Conseil d'administration et de ses comités
120 Code d'éthique et de déontologie des administrateurs, des dirigeants et des contrôleurs d'Hydro-Québec
124 Équipements de production et de transport
125 Grands équipements (carte)

Faits saillants financiers

M$	2004	2003	Variation (%)
Résultats et dividendes			
Produits	**10 698**	10 509	2
Bénéfice net	**2 435**	1 938	26
Dividendes déclarés	**1 350**	965	40
Bilan			
Actif total	**58 036**	57 731	1
Dette à long terme, y compris la tranche à moins d'un an	**34 469**	35 980	(4)
Avoir de l'actionnaire	**16 220**	15 128	7
Flux de trésorerie			
Activités d'exploitation	**4 000**	3 795	5
Activités d'investissement	**(2 130)**	(2 313)	(8)
Activités de financement	**(1 957)**	(1 581)	24
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	**94**	192	(51)
%			
Ratios			
Rendement de l'avoir propre	**15,5**	13,2	2,3
Taux moyen du coût de la dette	**7,3**	8,0	(0,7)
Marge bénéficiaire	**22,8**	18,4	4,4
Taux de capitalisation	**32,8**	29,9	2,9
Taux d'autofinancement	**74,2**	53,1	21,1

Chiffre d'affaires, indice des hausses tarifaires moyennes et indice des prix à la consommation



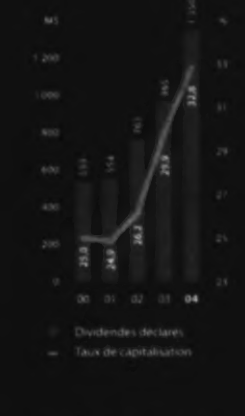
Notre chiffre d'affaires a totalisé 10,7 G$, en hausse de 1,8 % par rapport à 2003. Les revenus générés par les ajustements tarifaires entrés en vigueur en 2004, après plus de cinq ans de gel, ont légèrement surpassé la diminution des ventes hors Québec résultant de l'effort de reconstitution des stocks énergétiques.

Bénéfice net* et rendement de l'avoir propre*



Notre bénéfice net a atteint 2,4 G$, soit 497 M$ de plus qu'en 2003. Cette hausse s'explique par la diminution des frais financiers et par un gain sur disposition de notre participation dans Noverco.

Dividendes déclarés et taux de capitalisation*



Nos dividendes déclarés s'élèvent à 1 350 M$, soit 55,4 % du bénéfice net. Ils constitueront le huitième versement consécutif à notre actionnaire et le plus important de notre histoire. Depuis 1998, nous aurons versé près de 5,3 G$ au gouvernement du Québec.

Investissements en immobilisations et en actifs incorporels



Les fonds générés par l'exploitation ont atteint 4,0 G$. Conjugués aux produits de la cession de notre participation dans Noverco (900 M$) et de notre placement dans la Meiya Power Company (710 M$), ces fonds nous ont permis de rembourser près de 1 G$ de dette, de verser les dividendes de 965 M$ déclarés en 2003 et de financer des investissements de 3,2 G$ – parmi les plus élevés des dix dernières années.

* *Les données de 2000 à 2003 ont été redressées par suite de l'application rétroactive des normes relatives à la conversion de devises ainsi qu'aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les données publiées sont présentées dans la section Renseignements complémentaires – Rétrospective quinquennale.*

Ils sont 46 000 au travail

En 2004, la vitalité de notre entreprise reposait sur le travail quotidien de 46 000 personnes. Outre nos 22 000 employés et employées, des milliers d'autres personnes, sur les chantiers et dans des entreprises situées aux quatre coins du Québec, contribuent à forger l'avenir énergétique du Québec.



Fierté. Le 29 octobre, souvenirs et émotions sont au rendez-vous dans la plus grande centrale souterraine du monde. La centrale La Grande-2, devenue la centrale Robert-Bourassa, fête ses 25 ans. C'est elle qui fut mise en service la première parmi les huit centrales du complexe La Grande. La réalisation du « projet du siècle » à la Baie-James a exigé la mobilisation de ressources humaines et matérielles qui, aujourd'hui encore, frappent l'imagination.

Partenariat. Le 19 avril, nous signons une entente historique avec les Cris : la *Convention concernant une nouvelle relation entre Hydro-Québec/SEBJ et les Cris d'Eeyou Istchee*. Cette entente ouvre la voie à de nouvelles relations fondées sur le respect mutuel, la bonne foi et le partenariat.





Détermination. Le 21 octobre, nous déposons auprès de la Régie de l'énergie le *Plan global en efficacité énergétique 2005-2010*. Le document propose des mesures énergiques pour inciter les clients à consommer judicieusement l'électricité. Nous investirons 1 G$ pour les aider à économiser 3 TWh.



Développement. Le 29 avril, nous procédons à l'ouverture du chantier de l'aménagement hydroélectrique de la rivière Péribonka, dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean. La centrale souterraine, d'une puissance de 385 MW, sera mise en service en 2008. D'ici là, quelque 530 bâtisseurs et bâtisseuses d'énergie seront présents au chantier chaque année. À la pointe des travaux, en 2006, près de 1 200 personnes y travailleront. Nous évaluons le potentiel des retombées économiques régionales à 345 M$.

Innovation. Du 23 septembre au 10 octobre, c'est le Mondial de l'Automobile à Paris. Notre filiale TM4 y fait parler d'elle avec ses systèmes de motorisation qui équipent la Cleanova II, un véhicule à dominante électrique de la Société de Véhicules Électriques, et le Quark, fabriqué par Peugeot.



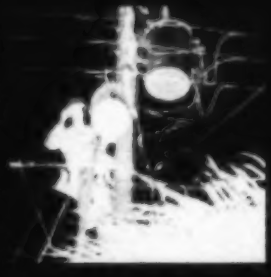


Croissance. Le 29 juillet, nous mettons en service le premier des trois groupes turbines-alternateurs de la centrale du Rocher-de-Grand-Mère en Mauricie. La centrale vient augmenter de 230 MW la capacité de production de notre parc.

Accessibilité. Le 14 septembre, la firme Platts, une division des McGraw-Hill Companies, proclame notre site Web le meilleur du monde – en particulier la section sur les services à la clientèle –, au terme d'une enquête menée sur deux ans auprès de 170 entreprises de services publics, à leur insu.



Solidarité. Le 9 septembre, nous envoyons en Floride des équipes de monteurs accompagnées de mécaniciens, de commis, de gestionnaires et d'un conseiller en sécurité au travail. Pendant 27 jours, nos 122 employés aideront leurs collègues américains à reconstruire les réseaux électriques endommagés par le passage des ouragans Frances et Ivan.







Approvisionnement. Le 4 octobre, nous dévoilons les huit soumissions retenues pour la fourniture de 990 MW d'énergie éolienne. Six proviennent de Cartier Wind Energy et les deux autres, de Northland Power/Northland Power Income Fund. Les dates de livraison s'échelonnent de décembre 2006 jusqu'en 2012.

Fiabilité. Le 15 janvier, un froid sibérien enveloppe le Québec, faisant grimper la consommation d'électricité. À 17 h 30, la demande atteint 36 268 MW : un record de tous les temps. Le réseau, fortement sollicité, démontre sa robustesse. Tout au long de la vague de froid, la population a répondu à notre appel en ménageant l'énergie aux heures critiques.

Message du président du Conseil d'administration
et du président-directeur général

Des résultats stimulants

Hydro-Québec termine l'année 2004 avec un bénéfice net de 2 435 M$, contre 1 938 M$ en 2003. Cette hausse de 497 M$ est principalement attribuable à une réduction de 393 M$ (14,9 %) de nos frais financiers ainsi qu'à un gain de 265 M$ résultant de la vente de notre participation dans Noverco.

Nos produits s'élèvent à 10 698 M$, soit 189 M$ de plus que l'an dernier. Les ajustements tarifaires autorisés par la Régie de l'énergie ont permis de compenser la baisse des exportations. En effet, nous avons limité nos ventes à court terme hors Québec durant les six premiers mois de l'année et augmenté nos achats d'électricité afin de reconstituer nos stocks énergétiques, affectés par la faible hydraulicité des dernières années. Toutefois, un ralentissement de la demande dans le secteur industriel au Québec, attribuable à des fermetures d'usines et à un conflit de travail dans une entreprise grande consommatrice, ainsi que la reconstitution des stocks énergétiques ont permis une reprise prudente des ventes au second semestre.

Au-delà des résultats immédiats, nous constatons, au terme de cette année, que les efforts déployés au cours de la dernière décennie pour faire d'Hydro-Québec une entreprise à la fine pointe des exigences d'un marché ouvert, ont porté leurs fruits. Nos divisions ont su relever d'importants défis dans un contexte de gel des dépenses. Hydro-Québec Distribution, jusqu'ici déficitaire, enregistre un bénéfice de 287 M$ grâce aux ajustements tarifaires et à l'amélioration de son efficience. Nous remercions tous nos employés et employées pour leur contribution à notre réussite. L'ouverture au changement qu'ils ont démontrée, leur grande mobilisation à l'égard de l'atteinte de nos objectifs et leur capacité d'innovation ont soutenu l'évolution d'Hydro-Québec et permis à l'entreprise de réaliser pleinement sa vocation commerciale, au profit de l'ensemble de la population québécoise.

Des projets d'envergure

L'année 2004 confirme la relance des grands projets d'aménagement hydroélectrique. La centrale du Rocher-de-Grand-Mère a été mise en service. Les centrales de l'Eastmain-1, de la Péribonka, de la Toulnustouc et Mercier sont actuellement en chantier. Les installations en construction en 2004 représentent un investissement global d'environ 5 G$ et ont généré des retombées économiques de plus de 800 M$ au cours de l'exercice dans les différentes régions du Québec. Elles ajouteront plus de 8 TWh à notre capacité de production annuelle d'énergie d'ici à 2008. Deux autres projets sont en attente d'autorisation, soit le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, qui comprend la construction de la centrale de la Sarcelle, et le projet des aménagements de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs, sur le Saint-Maurice. Nous avons également poursuivi les études en vue d'aménager un complexe de quatre centrales sur la rivière Romaine.

Les efforts déployés au cours de la dernière décennie pour faire d'Hydro-Québec une entreprise à la fine pointe des exigences d'un marché ouvert ont porté leurs fruits.

Message du président du Conseil d'administration
et du président-directeur général

Des résultats stimulants

Hydro-Québec termine l'année 2004 avec un bénéfice net de 2 435 M$, contre 1 938 M$ en 2003. Cette hausse de 497 M$ est principalement attribuable à une réduction de 395 M$ (14,9 %) de nos frais financiers ainsi qu'à un gain de 265 M$ résultant de la vente de notre participation dans Noverco.

Nos produits s'élèvent à 10 698 M$, soit 189 M$ de plus que l'an dernier. Les ajustements tarifaires autorisés par la Régie de l'énergie ont permis de compenser la baisse des exportations. En effet, nous avons limité nos ventes à court terme hors Québec durant les six premiers mois de l'année et augmenté nos achats d'électricité afin de reconstituer nos stocks énergétiques, affectés par la faible hydraulicité des dernières années. Toutefois, un ralentissement de la demande dans le secteur industriel au Québec, attribuable à des fermetures d'usines et à un conflit de travail dans une entreprise grande consommatrice, ainsi que la reconstitution des stocks énergétiques ont permis une reprise prudente des ventes au second semestre.

Au-delà des résultats immédiats, nous constatons, au terme de cette année, que les efforts déployés au cours de la dernière décennie pour faire d'Hydro-Québec une entreprise à la fine pointe des exigences d'un marché ouvert, ont porté leurs fruits. Nos divisions ont su relever d'importants défis dans un contexte de gel des dépenses. Hydro-Québec Distribution, jusqu'ici déficitaire, enregistre un bénéfice de 287 M$ grâce aux ajustements tarifaires et à l'amélioration de son efficience. Nous remercions tous nos employés et employées pour leur contribution à notre réussite. L'ouverture au changement qu'ils ont démontrée, leur grande mobilisation à l'égard de l'atteinte de nos objectifs et leur capacité d'innovation ont soutenu l'évolution d'Hydro-Québec et permis à l'entreprise de réaliser pleinement sa vocation commerciale, au profit de l'ensemble de la population québécoise.

Des projets d'envergure

L'année 2004 confirme la relance des grands projets d'aménagement hydroélectrique. La centrale du Rocher-de-Grand-Mère a été mise en service. Les centrales de l'Eastmain-1, de la Péribonka, de la Toulnustouc et Mercier sont actuellement en chantier. Les installations en construction en 2004 représentent un investissement global d'environ 5 G$ et ont généré des retombées économiques de plus de 800 M$ au cours de l'exercice dans les différentes régions du Québec. Elles ajouteront plus de 8 TWh à notre capacité de production annuelle d'énergie d'ici à 2008. Deux autres projets sont en attente d'autorisation, soit le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, qui comprend la construction de la centrale de la Sarcelle, et le projet des aménagements de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs, sur le Saint-Maurice. Nous avons également poursuivi les études en vue d'aménager un complexe de quatre centrales sur la rivière Romaine.

Les efforts déployés au cours de la dernière décennie pour faire d'Hydro-Québec une entreprise à la fine pointe des exigences d'un marché ouvert ont porté leurs fruits.

Un levier économique

Avec les mises en chantier, Hydro-Québec reprend le rôle de levier économique qu'elle a joué dans les années 70 et 80. Si l'on tient compte de tous les emplois générés par nos activités – entrepreneurs, travailleurs sur les chantiers, fabricants de machinerie et d'outillage, fournisseurs de matières premières et de produits de toute nature, firmes de génie-conseil, entreprises de construction ou de services –, près de 46 000 personnes travaillent directement ou indirectement pour Hydro-Québec. Il y a lieu d'être fiers de ces retombées.

Ces travaux ont pu être réalisés grâce à une volonté sans précédent de tous les intervenants de mettre en commun leurs efforts pour répondre à la croissance prévue des besoins des Québécois en énergie : le gouvernement du Québec, le gouvernement du Canada ainsi que les instances régionales et les communautés autochtones, qui ont conclu des ententes permettant d'accélérer la réalisation de projets dont tous retirent des bénéfices.

À cet égard, il convient de souligner deux nouvelles ententes de partenariat signées, l'une avec les Cris d'Eeyou Istchee, l'autre avec la municipalité de Baie-James. Ces ententes s'ajoutent à plusieurs autres déjà conclues, notamment avec le Conseil des Montagnais du Lac-Saint-Jean, avec les municipalités régionales de comté du Fjord-du-Saguenay et de Maria-Chapdelaine, avec les Conseils de bande des Montagnais de Betsiamites et d'Essipit et avec plusieurs municipalités régionales de comté de la Côte-Nord et du Saguenay.

Assurer l'avenir

Nous devrons poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique du Québec afin de dégager une marge de manœuvre suffisante pour satisfaire la demande du marché québécois et profiter des occasions d'affaires sur les marchés d'exportation. Au Québec, la demande devrait croître de 1,2 % en moyenne par année, soit environ 2 TWh, au cours de la prochaine décennie. Cette prévision, légèrement inférieure à celle de l'an dernier, tient compte notamment d'une baisse de la demande industrielle et des économies d'énergie découlant de la mise en œuvre du Plan global en efficacité énergétique.

André Bourbeau
Président du Conseil d'administration



André Caillé
Président-directeur général



La croissance de la demande devrait faire en sorte que nos ventes au Québec dépasseront dès 2005 le volume d'électricité patrimoniale. Pour continuer de garantir aux Québécois un approvisionnement fiable en tout temps, nous avons élaboré et déposé auprès de la Régie de l'énergie un plan d'approvisionnement couvrant les années 2005-2014. Dans une perspective de développement durable, nous avons notamment ciblé nos appels d'offres sur des producteurs d'énergie renouvelable.

Ainsi, les contrats d'approvisionnement qu'Hydro-Québec Distribution a conclus avec Bowater Produits forestiers du Canada et Kruger pour la fourniture de 39,4 MW d'électricité produite à partir de la biomasse ont été approuvés par la Régie de l'énergie. Par ailleurs, nous avons retenu les soumissions de Cartier Wind Energy et de Northland Power/Northland Power Income Fund pour la fourniture de 990 MW d'énergie éolienne produite dans la municipalité régionale de comté de Matane et dans la région administrative de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine. Les contrats y afférents ont été signés en février 2005.

Le coût moyen de ces nouveaux approvisionnements s'établit en deçà de 8 ¢/kWh. Bien qu'il reflète les conditions du marché, il excède largement le coût de 2,79 ¢/kWh établi pour le volume de 165 TWh d'électricité patrimoniale.

Parallèlement, pour réduire l'impact des ajustements tarifaires et pour protéger nos ressources, nous avons déposé auprès de la Régie de l'énergie le *Plan global en efficacité énergétique 2005-2010*. Ce plan vise un objectif minimal d'économie d'énergie de 3 TWh à l'horizon 2010 et s'adresse à toutes nos catégories de clients.

Une organisation performante

Nos exportations nettes ont diminué de 36 % en 2004 par suite de notre décision de restreindre nos ventes hors Québec durant le premier semestre. Le fléchissement temporaire de la demande industrielle a permis à Hydro-Québec Production de recommencer à vendre un peu sur ces marchés au second semestre. La mise en service des aménagements hydroélectriques en construction devrait fournir à Hydro-Québec Production une marge de manœuvre raisonnable à l'horizon 2012, ce qui lui permettrait de continuer d'exporter. Dans un marché de libre concurrence, les exportations se sont jusqu'à maintenant avérées des plus rentables pour le Québec.

De son côté, Hydro-Québec TransÉnergie a continué à valoriser les actifs qu'elle possède hors Québec. Une entente signée avec les représentants de l'État de New York et du Connecticut a permis de remettre en service la ligne sous-marine Cross Sound Cable, qui relie le sud-ouest du Connecticut et Long Island, dans l'État de New York. La division a aussi poursuivi le développement de ses activités en Amérique du Sud et en Australie. Au Québec, de nouveaux moyens ont été mis en œuvre pour protéger le réseau en période de pointe, et des travaux ont été réalisés pour accroître sa capacité de transit.

Pour sa part, Hydro-Québec Équipement a connu une année bien remplie, avec un volume d'activité totalisant 1 984 M$, une hausse de 392 M$ surtout liée aux grands projets d'aménagement hydroélectrique sur les rivières Eastmain, Toulnustouc et Péribonka. La division a effectué pour 594 M$ de travaux de réfection et de rééquipement des installations d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie afin de prolonger leur vie utile et d'accroître la production de certaines centrales. Elle a continué d'améliorer ses façons de faire en vue de réduire le coût et la durée des travaux. Grâce à l'esprit d'innovation des membres de ses équipes, elle a mis au point des solutions originales à des problèmes liés aux caractéristiques de chaque chantier.

Au cours de l'année, Hydro-Québec Technologie et développement industriel a appuyé les autres divisions en poursuivant la réalisation des projets d'innovation qui répondent à leurs objectifs d'affaires. De nouveaux partenariats ont été conclus, et la synergie de l'ensemble des activités a été renforcée.

Avec le soutien des unités corporatives, chaque division de l'entreprise a pleinement intégré sa planification stratégique, la gestion de ses ressources humaines et son développement technologique. Chacune assume également ses responsabilités en matière de développement durable, conformément aux engagements pris par Hydro-Québec en matière de protection de l'environnement, de saine gestion des ressources et de respect des communautés où elle évolue.

Une entreprise moderne

Hydro-Québec est devenue, grâce aux changements introduits au cours des dernières années, une entreprise moderne, pleinement adaptée au nouveau contexte déréglementé de l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord. Sa rentabilité commerciale s'est accrue d'année en année, confirmant le bien-fondé des orientations stratégiques qu'elle a adoptées.

Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie, dont les activités sont réglementées, se sont dotées, avec l'aval de la Régie de l'énergie, des moyens d'atteindre et de maintenir une rentabilité raisonnable. Elles peuvent ainsi réaliser les projets nécessaires pour assurer un approvisionnement et une alimentation fiables des clients québécois et pour leur offrir un service à la hauteur de leurs attentes. Quant aux autres divisions, qui sont soumises aux lois du marché, elles poursuivent leurs efforts pour générer des bénéfices qui profitent à l'ensemble de la communauté québécoise et pour exploiter pleinement, dans le respect de l'environnement, des ressources énergétiques renouvelables. Ces ressources constituent un patrimoine économique considérable et représentent un apport inestimable à la qualité de vie des Québécois et des Québécoises.

Pour mener à bien cette tâche, l'entreprise peut compter sur un conseil d'administration dont les membres offrent une diversité de talents et de compétences. Nous les remercions pour leur solide engagement et pour la qualité de leurs interventions, qui assurent un processus de décision sain, transparent et conforme à des normes élevées d'éthique et de régie d'entreprise.

Nous tenons à remercier pour leur précieuse collaboration MM. Daniel Boulard, Alain Forand et Serge Racine, ainsi que M^me^ Louise Roy, qui ont quitté le Conseil en 2004. Nous souhaitons la bienvenue à MM. Norman E. Hébert jr., Jacques Leblanc et Michel Plessis-Bélair, ainsi qu'à M^me^ Marie-France Poulin, qui nous feront profiter de leur expertise au cours des prochaines années.

Au terme d'une année riche en réalisations, c'est avec une grande satisfaction que nous rendons compte de résultats dont nous avons tout lieu d'être fiers. Nous avons tous ensemble fourni un formidable effort pour qu'Hydro-Québec redevienne le fer de lance du développement économique et social du Québec et de ses régions. Nous pouvons envisager l'avenir avec la plus grande confiance.

Le président du Conseil d'administration,

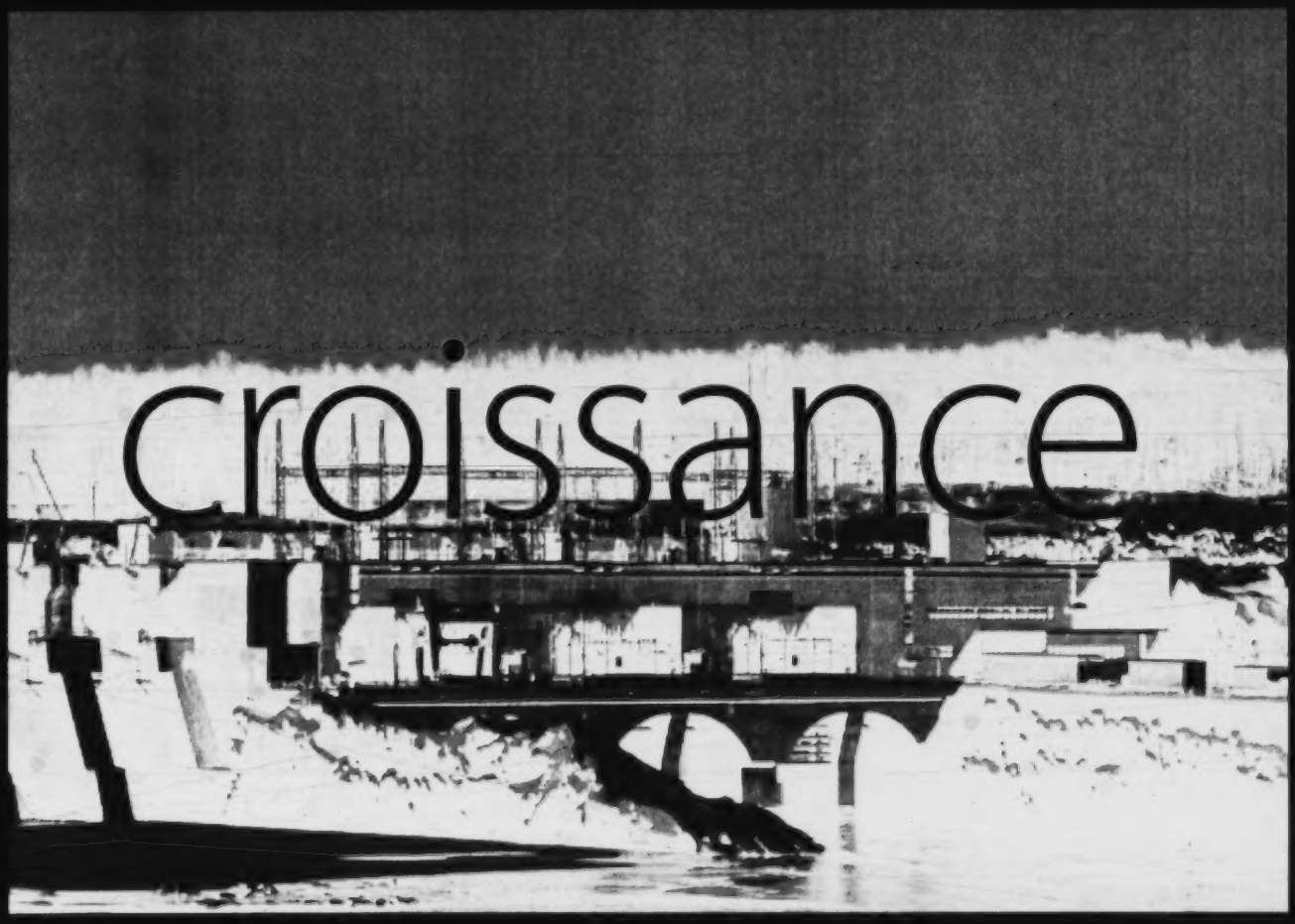


André Bourbeau

Le président-directeur général,



André Caillé


croissance

Un parc en pleine expansion

Notre parc de production est imposant : 52 centrales hydroélectriques, 5 centrales thermiques, un parc éolien, plus de 500 barrages et d'importants réservoirs mis en service de la centrale de Kénogami à celle de Grand-Mère. Augmenter la puissance installée de 4 830 MW, c'est un défi. Nos installations vieilliront, soit. Mais nous les entretenons de façon constante et, grâce à elles, nous nos techniciens produire l'énergie d'aujourd'hui et prévoir celle de demain.

Notre parc de production se développe

L'année 2004 confirme la relance des grands projets d'aménagement hydroélectrique. Avec la mise en service de la centrale du Rocher-de-Grand-Mère, l'intensification des travaux sur les chantiers de l'Eastmain-1 et de la Toulnustouc ainsi que le début de la construction de la centrale de la Péribonka et de la centrale Mercier, c'est l'avenir énergétique du Québec qui se prépare.

Nous mettons en valeur une richesse collective

Hydro-Québec Production produit de l'électricité et la commercialise sur les marchés de gros au Québec et hors Québec.

Nous livrons à Hydro-Québec Distribution un bloc d'électricité patrimoniale qui représente un volume maximal de 165 TWh par année, à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Au-delà de ce volume, nous vendons notre production au Québec ou hors Québec, dans un contexte de libre concurrence, en réponse à des appels d'offres ou sur les marchés à court terme. Grâce à la souplesse de notre parc de centrales, dont la production est à 96 % d'origine hydraulique, nous sommes en mesure d'importer de l'électricité lorsque les prix sont bas et d'en exporter lorsque les prix sont plus élevés. Nous réalisons aussi des transactions lucratives d'arbitrage et d'achat-revente sur les marchés hors Québec.

Pour respecter nos engagements contractuels au Québec et hors Québec, nous gérons nos réservoirs de façon à maintenir en tout temps une réserve en énergie et des moyens suffisants pour combler un déficit éventuel d'apports naturels en eau de 64 TWh sur deux années consécutives. Nous maintenons également une réserve en puissance suffisante – environ 10 % de nos engagements contractuels –, conformément aux critères de fiabilité en vigueur dans l'industrie.

Thierry Vandal
Président,
Hydro-Québec
Production et
Hydro-Québec
Pétrole et gaz



La croissance de la demande sur l'ensemble des marchés nous incite à poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique rentable du Québec.

Immobilisations au 31 décembre 2004	25,8 G$
Revenus en 2004	6,0 G$
Bénéfice net en 2004	1 664 M$
Clients en 2004 (% des revenus)	
Hydro-Québec Distribution et autres clients internes	77 %
Autres marchés de gros	22 %
Marché international	1 %
Mode de réglementation	Électricité patrimoniale (volume maximal de 165 TWh par année) à prix fixe pour Hydro-Québec Distribution Au-delà de ce volume et hors Québec : libre concurrence

En 2004, notre volume de ventes a atteint 166,8 TWh

Nous avons enregistré un bénéfice net de 1 664 M$, contre 1 751 M$ en 2003. Cette baisse d'environ 5 % est surtout attribuable à la diminution de 36 % de nos exportations nettes. Nous avons en effet décidé de réduire notre volume d'exportations au premier semestre afin de reconstituer nos stocks énergétiques après quelques années de faible hydraulicité et de dépassement des prévisions de croissance de la demande d'électricité au Québec.

Nos ventes à Hydro-Québec Distribution ont atteint 165,3 TWh, par rapport à 166,7 TWh en 2003. Ce fléchissement de 0,8 % est dû à un ralentissement de la demande industrielle durant la deuxième moitié de l'année. Il est à noter que le volume maximal d'électricité patrimoniale n'a pas été atteint en 2004 ni en 2003, étant donné que les ventes au distributeur comprennent des éléments exclus du volume d'électricité patrimoniale, dont le volume pour la bi-énergie.

Les achats d'électricité réalisés au cours du premier semestre et la diminution des ventes à Hydro-Québec Distribution au second semestre nous ont permis de reprendre nos ventes à court terme sur les marchés hors Québec. Au total, les exportations nettes d'électricité et les transactions financières associées ont généré 384 M$, pour des sorties nettes des réservoirs de 1,5 TWh, comparativement à 596 M$ et à 4,0 TWh en 2003. Le revenu unitaire sur les marchés hors Québec a ainsi progressé de 72 % en 2004, ce qui témoigne de l'excellente performance de notre parquet de courtage d'électricité.

L'impact de la baisse des exportations nettes sur notre bénéfice net a été atténué par la réduction correspondante des frais de transit payés à Hydro-Québec TransÉnergie, par l'augmentation des revenus unitaires et par la diminution des frais financiers.

Exportations nettes d'électricité



Ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution



En 2004, le coût moyen du kilowattheure a été de 1,9 ¢. Il correspond à la somme des coûts de production et des coûts d'approvisionnement d'Hydro-Québec Production divisée par le volume des ventes nettes.

Notre parc de production se développe

L'année 2004 confirme la relance des grands projets d'aménagement hydroélectrique. Avec la mise en service de la centrale du Rocher-de-Grand-Mère, l'intensification des travaux sur les chantiers de l'Eastmain-1 et de la Toulnustouc ainsi que le début de la construction de la centrale de la Péribonka et de la centrale Mercier, c'est l'avenir énergétique du Québec qui se prépare.

Nous mettons en valeur une richesse collective

Hydro-Québec Production produit de l'électricité et la commercialise sur les marchés de gros au Québec et hors Québec.

Nous livrons à Hydro-Québec Distribution un bloc d'électricité patrimoniale qui représente un volume maximal de 165 TWh par année, à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Au-delà de ce volume, nous vendons notre production au Québec ou hors Québec, dans un contexte de libre concurrence, en réponse à des appels d'offres ou sur les marchés à court terme. Grâce à la souplesse de notre parc de centrales, dont la production est à 96 % d'origine hydraulique, nous sommes en mesure d'importer de l'électricité lorsque les prix sont bas et d'en exporter lorsque les prix sont plus élevés. Nous réalisons aussi des transactions lucratives d'arbitrage et d'achat-revente sur les marchés hors Québec.

Pour respecter nos engagements contractuels au Québec et hors Québec, nous gérons nos réservoirs de façon à maintenir en tout temps une réserve en énergie et des moyens suffisants pour combler un déficit éventuel d'apports naturels en eau de 64 TWh sur deux années consécutives. Nous maintenons également une réserve en puissance suffisante – environ 10 % de nos engagements contractuels –, conformément aux critères de fiabilité en vigueur dans l'industrie.

Thierry Vandal
Président,
Hydro-Québec
Production et
Hydro-Québec
Pétrole et gaz



La croissance de la demande sur l'ensemble des marchés nous incite à poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique rentable du Québec.

Immobilisations au 31 décembre 2004	25,8 G$
Revenus en 2004	6,0 G$
Bénéfice net en 2004	1 664 M$
Clients en 2004 (% des revenus)	
Hydro-Québec Distribution et autres clients internes	77 %
Autres marchés de gros	22 %
Marché international	1 %
Mode de réglementation	Électricité patrimoniale (volume maximal de 165 TWh par année), à prix fixe pour Hydro-Québec Distribution. Au-delà de ce volume et hors Québec : libre concurrence

En 2004, notre volume de ventes a atteint 166,8 TWh

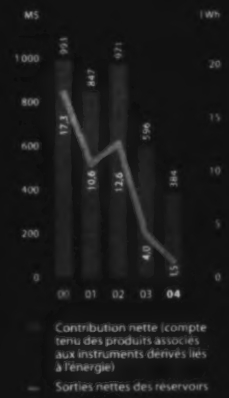
Nous avons enregistré un bénéfice net de 1 664 M$, contre 1 751 M$ en 2003. Cette baisse d'environ 5 % est surtout attribuable à la diminution de 36 % de nos exportations nettes. Nous avons en effet décidé de réduire notre volume d'exportations au premier semestre afin de reconstituer nos stocks énergétiques après quelques années de faible hydraulicité et de dépassement des prévisions de croissance de la demande d'électricité au Québec.

Nos ventes à Hydro-Québec Distribution ont atteint 165,3 TWh, par rapport à 166,7 TWh en 2003. Ce fléchissement de 0,8 % est dû à un ralentissement de la demande industrielle durant la deuxième moitié de l'année. Il est à noter que le volume maximal d'électricité patrimoniale n'a pas été atteint en 2004 ni en 2003, étant donné que les ventes au distributeur comprennent des éléments exclus du volume d'électricité patrimoniale, dont le volume pour la bi-énergie.

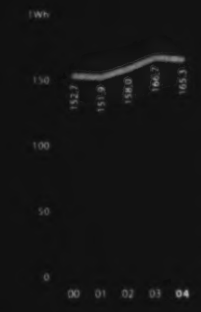
Les achats d'électricité réalisés au cours du premier semestre et la diminution des ventes à Hydro-Québec Distribution au second semestre nous ont permis de reprendre nos ventes à court terme sur les marchés hors Québec. Au total, les exportations nettes d'électricité et les transactions financières associées ont généré 384 M$, pour des sorties nettes des réservoirs de 1,5 TWh, comparativement à 596 M$ et à 4,0 TWh en 2003. Le revenu unitaire sur les marchés hors Québec a ainsi progressé de 72 % en 2004, ce qui témoigne de l'excellente performance de notre parquet de courtage d'électricité.

L'impact de la baisse des exportations nettes sur notre bénéfice net a été atténué par la réduction correspondante des frais de transit payés à Hydro-Québec TransÉnergie, par l'augmentation des revenus unitaires et par la diminution des frais financiers.

Exportations nettes d'électricité



Ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution



En 2004, le coût moyen du kilowattheure a été de 1,9 ¢. Il correspond à la somme des coûts de production et des coûts d'approvisionnement d'Hydro-Québec Production divisée par le volume des ventes nettes.

Nous développons le potentiel hydroélectrique du Québec

La croissance de la demande sur l'ensemble des marchés nous incite à poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique rentable du Québec. Ce développement doit aussi nous permettre de constituer une plus grande marge de manœuvre, de façon à mieux gérer les risques liés aux variations annuelles de l'hydraulicité et à profiter des occasions d'affaires sur les marchés à court terme.

Le développement hydroélectrique amorcé au cours des dernières années a progressé à un rythme soutenu en 2004.

La construction de la centrale du Rocher-de-Grand-Mère a été achevée en 2004 et la mise en service a eu lieu en décembre. Ce projet de 520 M$ avait été entrepris au printemps 2000. La nouvelle centrale a une puissance installée de 230 MW et une production annuelle moyenne de 1,2 TWh, soit 80 MW et 0,2 TWh de plus que la centrale existante de Grand-Mère. Quant à cette dernière, elle sera exploitée de façon ponctuelle, notamment durant les crues du printemps et de l'automne.

Le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada ont autorisé simultanément, en avril 2004, la construction d'un aménagement hydroélectrique sur la rivière Péribonka. Cet aménagement comprend une centrale de 385 MW, qui produira 2,2 TWh par an, et des ouvrages annexes. La mise en service est prévue à l'horizon 2008. Ce projet de 1,2 G$ s'inscrit dans le cadre des ententes conclues en 2003 avec le Conseil des Montagnais du Lac-Saint-Jean (*Entente Manitukapatakan*) et avec les municipalités régionales de comté du Fjord-du-Saguenay et de Maria-Chapdelaine.

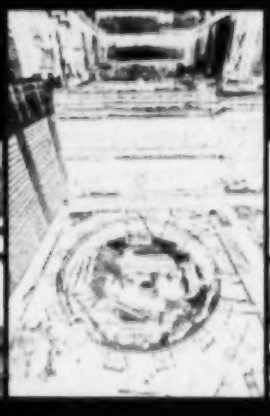
Nous avons poursuivi les travaux de construction sur trois autres chantiers : celui de la centrale de la Toulnustouc (526 MW) – mise en service prévue pour 2005 ; celui de la centrale de l'Eastmain-1 (480 MW) – mise en service prévue pour 2007 ; et celui de la centrale Mercier (51 MW) – mise en service prévue pour 2006. Le coût de réalisation de ces projets est évalué à près de 1 G$, à 2,1 G$ et à environ 140 M$ respectivement.

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a tenu les audiences relatives au projet des aménagements de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs, sur la rivière Saint-Maurice, entre le réservoir Gouin et le réservoir Blanc. Les deux centrales auraient une puissance installée totale de 138 MW et une production annuelle de près de 0,9 TWh. Le coût de réalisation du projet est évalué à 700 M$. Nous comptons obtenir les autorisations gouvernementales requises et entreprendre la construction au printemps 2005, ce qui permettrait des mises en service à l'horizon 2008.

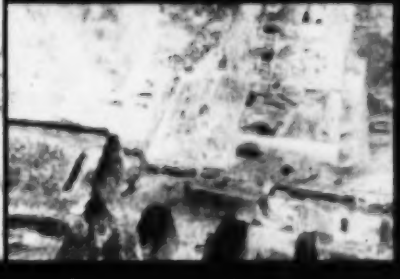
L'étude d'impact sur l'environnement du projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, qui comprend la construction de la centrale de la Sarcelle, a été déposée auprès de l'administrateur provincial de la Convention de la Baie James et du Nord québécois et auprès de la Commission d'évaluation environnementale fédérale en décembre 2004. Les deux centrales auraient une puissance installée totale de 888 MW, et la production annuelle atteindrait globalement 8,5 TWh du fait que les eaux dérivées de la rivière Rupert



La centrale de Grand-Mère (à gauche) et la centrale du Rocher-de-Grand-Mère, mise en exploitation en 2004.



À la centrale de la Toulnustouc (Côte-Nord), les travaux vont bon train.



Chantier de la centrale Mercier (Outaouais). Cette installation nichera dans le barrage Mercier.

seront également turbinées par les centrales Robert-Bourassa, La Grande-2-A et La Grande-1. Si la construction débute comme prévu à l'été 2006, les mises en exploitation s'échelonneront de la fin 2009 à la fin 2012. Le coût du projet est estimé à 4 G$.

Le gouvernement du Québec a donné le feu vert aux études d'avant-projet en vue de la construction d'un complexe hydroélectrique de quatre centrales sur la rivière Romaine, d'une puissance installée totale de 1 500 MW. Selon des estimations préliminaires, le coût de ce projet se chiffrerait à 5,6 G$.

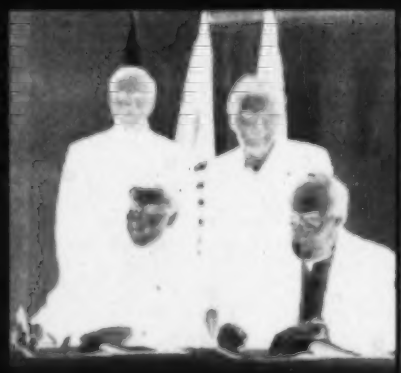
Les aménagements hydroélectriques en construction au 31 décembre représentent un investissement total d'environ 4,4 G$, pour une puissance installée et une production annuelle d'énergie de près de 1 500 MW et de près de 8 TWh, respectivement.

Tous nos projets respectent les conditions de développement que nous avons fixées : ils doivent être économiquement rentables, acceptables sur le plan environnemental et accueillis favorablement par les communautés locales. À cet égard, deux nouvelles ententes de partenariat ont été conclues. La *Convention concernant une nouvelle relation entre Hydro-Québec/SEBJ et les Cris d'Eeyou Istchee*, signée le 19 avril 2004, a mis fin à près de 20 ans de litiges entre les Cris et Hydro-Québec. Elle facilitera la participation des Cris de la Baie-James aux projets d'aménagement hydroélectrique par des moyens tels que la création de partenariats, le recrutement de main-d'œuvre et l'attribution de contrats. Le 28 janvier 2005, Hydro-Québec et la municipalité de Baie-James ont signé une entente de partenariat dans le cadre du projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert. Cette entente prévoit le versement à la municipalité d'un montant total de 310 M$ sur 50 ans, à partir de la date d'obtention des autorisations requises.

Nous gérons l'un des plus importants parcs de production hydroélectrique du monde

Nous sommes un chef de file mondial dans le domaine de la production hydroélectrique. Nous consacrons tous les efforts nécessaires à la mise en valeur optimale et à la maintenance de nos immobilisations, évaluées à 26 G$. Nos équipements de production, qui comptent 52 centrales hydroélectriques, 5 centrales thermiques – dont une centrale nucléaire – et un parc éolien, ont une puissance installée totale de 34 GW. Nos aménagements hydroélectriques comprennent également 25 grands réservoirs, d'une capacité de stockage de 172 TWh, et plus de 560 barrages et ouvrages régulateurs, dont plus de 200 sont classés « grands barrages » selon les critères du Centre d'expertise hydrique du Québec.

Nous exploitons nos installations et nos réservoirs de manière à nous assurer une puissance et une énergie maximales au moment opportun, tout en minimisant les pertes d'énergie. Des programmes de travaux nous ont d'ailleurs permis, au fil des ans, d'améliorer le rendement des groupes turbines-alternateurs de plusieurs centrales et d'y réduire les déversements productibles. Nous réalisons également un diagnostic annuel de l'état des barrages et ouvrages régulateurs afin d'identifier les ouvrages nécessitant un suivi particulier.



Signature d'une entente entre Hydro-Québec et la municipalité de Baie-James. Au premier plan, Thierry Vandal, président d'Hydro-Québec Production, et Gérald Lemoyne, maire de la municipalité. À l'arrière-plan, Sam Hamad, alors ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, et Jean Charest, premier ministre du Québec.



Barrage Daniel-Johnson (Côte-Nord). L'état des barrages est vérifié chaque année.

Des travaux majeurs de réfection et de réhabilitation se sont poursuivis en 2004, notamment aux centrales de Beauharnois, de La Tuque, des Rapides-des-Quinze, de Rapide-2, de Rapide-7, de la Bersimis-1, aux Outardes-3, aux Outardes-4 et de la Rivière-des-Prairies. Les ouvrages régulateurs du Coteau et de l'Île-Juillet ont également fait l'objet de travaux. Au cours de l'année, nous avons affecté 375 M$ à la réfection de nos installations afin d'en assurer la pérennité.

Les travaux de rééquipement se poursuivent à la centrale aux Outardes-3 et à la centrale aux Outardes-4. Ainsi, nous disposerons d'une puissance additionnelle de quelque 310 MW graduellement d'ici 2008.

Les audiences publiques du BAPE sur le projet de modification des installations de stockage des déchets radioactifs et de réfection de la centrale nucléaire de Gentilly-2 se sont terminées en décembre. Les études d'avant-projet se poursuivent en vue de la réfection de cette centrale.

Le 23 juillet 2004, le système de gestion de la qualité de l'exploitation de Gentilly-2 était certifié ISO 9001. Selon la firme qui a effectué l'audit, c'est la première centrale nucléaire du monde à obtenir une telle certification.

La Commission canadienne de sûreté nucléaire a renouvelé le permis d'exploitation de l'installation de gestion des déchets de la centrale de Gentilly-2. Ce permis est valide jusqu'au 31 décembre 2009.

La Vice-présidence à l'exploitation des équipements de production a obtenu le renenregistrement à la norme ISO 14001 de son système de gestion environnementale. Pour une troisième année consécutive, aucune non-conformité n'a été relevée lors de l'audit.

La mise en application des prescriptions de la *Loi sur la sécurité des barrages* de même que l'établissement et la révision des plans de mesures d'urgence et des plans de gestion des eaux retenues se sont poursuivis en 2004.

Nos compétences sont reconnues partout dans le monde

Nous mettons notre expertise en valeur à l'étranger dans le cadre de contrats de services techniques et de la gestion d'actifs. Nos actifs internationaux sont concentrés en Amérique latine, au Costa Rica et au Panama, où nous détenons une participation dans l'entreprise qui possède l'aménagement hydroélectrique de Fortuna, la plus importante centrale panaméenne. Nous réalisons des contrats de services techniques en Pologne, dans le domaine de la gestion des eaux, ainsi qu'en Amérique latine (Venezuela, Panama), en Asie (Chine, Vietnam) et en Afrique.

Au cours de l'année 2004, nous avons vendu notre placement dans la société chinoise Meiya Power Company, ce qui nous a permis de réaliser un gain de 6,8 M$. Nous avons également vendu notre participation de 30 % dans la Hunan C.C. Power, qui exploite la centrale hydroélectrique Qingshan (20 MW), dans la province du Hunan, en Chine.



Centrale de La Tuque (Mauricie). Des travaux de rééquipement s'y déroulent, qui en augmenteront la puissance.



Centrale aux Outardes-3 (Côte-Nord). Elle fait l'objet d'importants travaux de réfection.

Hydro-Québec Pétrole et gaz

En 2004, nous avons vendu notre participation de 50,38 % dans Noverco ainsi que 285 M$ de titres de dette subordonnée de cette société à la Caisse de dépôt et placement du Québec, pour la somme de 900 M$. Cette participation, que nous avions acquise en 1997 au coût de 482 M$, ne cadrait plus avec nos orientations stratégiques. La vente nous a permis de réaliser un gain de 265 M$.

Nous avons poursuivi les travaux d'exploration amorcés au Québec en 2002. Ces travaux sont généralement réalisés en partenariat avec des entreprises possédant la capacité financière et l'expertise requises pour les mener à bien. Nous détenons 10 permis de recherche de pétrole et de gaz naturel en Gaspésie, ainsi qu'une participation variant de 25 % à 50 % dans 24 permis d'exploration sur l'île d'Anticosti. L'ensemble de ces permis couvre une superficie de plus de 650 000 hectares. Nous disposons également d'une option nous assurant une participation minimale de 18,75 % dans les permis de forage de la structure Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent. Il s'agit de l'une des plus grandes structures non forées du Canada. Ces permis sont détenus par Corridor Resources.

Les travaux de forage d'un puits d'exploration d'une profondeur de 1 430 m sur le site Miguasha 1, près de Nouvelle, en Gaspésie, ont été achevés. Ces travaux ont été réalisés conjointement par Hydro-Québec et ses partenaires Gastem et Questerre Energy Corporation. Selon les résultats des essais, ce puits n'a pas de potentiel d'exploitation commerciale. Il a donc été abandonné. Les données recueillies ont toutefois démontré l'intérêt de terminer les travaux de forage de Miguasha Ouest, suspendus à une profondeur de 1 245 m en septembre 2004.

La rentrée du puits de Chaloupe, sur l'île d'Anticosti, en partenariat avec Corridor Resources, a également été terminée en 2004. Bien que les résultats n'aient pas été concluants, la formation de Trenton demeure une zone prometteuse. D'autres forages sont envisagés à proximité.

Au cours de l'année, Hydro-Québec a acquis la banque de données géoscientifiques de Soquip Énergie, l'une des plus importantes sur l'est du Canada. Cette banque donne accès à plus de 66 000 km de données sismiques.

Depuis sa création, Hydro-Québec Pétrole et gaz a investi près de 20 M$ dans l'exploration pétrolière et gazière au Québec.


fiabilité

Hydro-Québec TransÉnergie

Un réseau plus robuste, fiable en tout temps

Avec ses 34 167 km de lignes et ses 500 postes, notre réseau de transport d'électricité devient de plus en plus complexe et sophistiqué. Nous investissons pour améliorer sa robustesse et sa performance. Ainsi, nous avons ajouté à notre arsenal de nouveaux moyens pour faire face à la période hivernale. Nos clients peuvent compter sur nous.

Nos liens se consolident

Hydro-Québec TransÉnergie exploite le plus vaste réseau de transport d'électricité d'Amérique du Nord. En 2004, nous avons continué à renforcer ce réseau pour en maintenir la fiabilité, et nous avons augmenté sa capacité de transit. Chef de file dans la conception, l'exploitation et la maintenance de réseaux de transport d'électricité, nous sommes également très actifs à l'étranger, notamment aux États-Unis, en Amérique du Sud et en Australie.

Notre réseau est conforme aux exigences des organismes de réglementation nord-américains

Le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie comprend 32 487 km de lignes, 18 interconnexions permettant des échanges d'électricité avec les réseaux de Terre-Neuve-et-Labrador, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et du nord-est des États-Unis, ainsi que 506 postes de transport.

Conformément à la réglementation en vigueur en Amérique du Nord, nous assurons une utilisation non discriminatoire de notre réseau de transport par l'ensemble de la clientèle du marché de gros dans le nord-est du continent. Nous mettons également nos interconnexions à la disposition de nos clients au Québec et hors Québec. La capacité de transit disponible sur notre réseau est affichée sur le site Internet OASIS *(Open Access Same-Time Information System)*.

Immobilisations au 31 décembre 2004	17,3 G$
Revenus en 2004	2,8 G$
Bénéfice net en 2004	365 M$
Clients en 2004 (% des revenus)	
Hydro-Québec Distribution	82 %
Grossistes nord-américains	4 %
Marché international	8 %
Autres	6 %
Mode de réglementation	Sur la base des coûts

Yves Filion
Président,
Hydro-Québec
TransÉnergie



Nous effectuons systématiquement des travaux pour augmenter la robustesse et la fiabilité du réseau.

Nos liens se consolident

Hydro-Québec TransÉnergie exploite le plus vaste réseau de transport d'électricité d'Amérique du Nord. En 2004, nous avons continué à renforcer ce réseau pour en maintenir la fiabilité, et nous avons augmenté sa capacité de transit. Chef de file dans la conception, l'exploitation et la maintenance de réseaux de transport d'électricité, nous sommes également très actifs à l'étranger, notamment aux États-Unis, en Amérique du Sud et en Australie.

Notre réseau est conforme aux exigences des organismes de réglementation nord-américains

Le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie comprend 32 487 km de lignes, 18 interconnexions permettant des échanges d'électricité avec les réseaux de Terre-Neuve-et-Labrador, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et du nord-est des États-Unis, ainsi que 506 postes de transport.

Conformément à la réglementation en vigueur en Amérique du Nord, nous assurons une utilisation non discriminatoire de notre réseau de transport par l'ensemble de la clientèle du marché de gros dans le nord-est du continent. Nous mettons également nos interconnexions à la disposition de nos clients au Québec et hors Québec. La capacité de transit disponible sur notre réseau est affichée sur le site Internet OASIS *(Open Access Same-Time Information System)*.

Immobilisations au 31 décembre 2004	17,3 G$
Revenus en 2004	2,8 G$
Bénéfice net en 2004	365 M$
Clients en 2004 (% des revenus)	
Hydro-Québec Distribution	82 %
Grossistes nord-américains	4 %
Marché international	8 %
Autres	6 %
Mode de réglementation	Sur la base des coûts

Yves Filion
Président,
Hydro-Québec
TransÉnergie



Nous effectuons systématiquement des travaux pour augmenter la robustesse et la fiabilité du réseau.

Notre réseau doit répondre à des besoins qui évoluent

Compte tenu de la croissance constante de la demande, nous avons amorcé en 2004 plusieurs projets visant à assurer le développement du réseau de transport en fonction de l'évolution de la charge locale et des besoins de raccordement des nouvelles installations de production.

La Régie de l'énergie a autorisé le projet de raccordement de la centrale de l'Eastmain-1 au réseau de transport.

Nous avons entrepris les travaux visant à intégrer au réseau la production d'entreprises ayant des contrats d'approvisionnement avec Hydro-Québec Distribution, notamment TransCanada Energy, qui construit une centrale de cogénération à Bécancour.

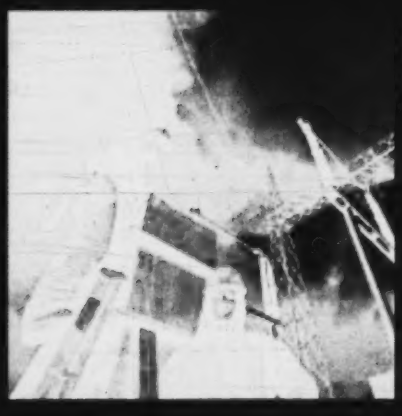
La construction d'une ligne à 69 kV d'environ 14 km pour le raccordement de la centrale Mercier au réseau a débuté.

La construction d'une ligne à 315 kV d'environ 55 km entre la future centrale de la Toulnustouc et le poste de Micoua a progressé. La ligne sera mise en service au printemps 2005.

Nous avons poursuivi le projet de construction d'une ligne monoterne à 69 kV de 208 km entre le poste de la Nemiscau et le poste de Waskaganish. Le village cri de Waskaganish sera alimenté par cette ligne dès 2006.

La Société de transmission électrique de Cedars Rapids (CRT), filiale d'Hydro-Québec, a mis en service la ligne de transport entre le poste des Cèdres, au Québec, et la municipalité de Cornwall, en Ontario. Cette ligne de 72 km est exploitée à 120 kV. Le réseau de CRT est relié à ceux de Cornwall Electric en Ontario et de Niagara Mohawk dans l'État de New York.

Le bouclage du réseau en Montérégie s'est terminé avec la mise en service de lignes à 120 kV.



Au poste de Micoua, la construction des équipements de transport se poursuit.

Nous améliorons sans cesse la capacité et la fiabilité du réseau

Hydro-Québec TransÉnergie possède les caractéristiques d'un organisme de transport régional *(Regional Transmission Organization*, ou RTO), telles qu'elles sont définies par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Elle participe d'ailleurs activement à une étude portant sur les standards de fiabilité des réseaux de transport d'électricité en Amérique du Nord avec le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et le North American Electric Reliability Council (NERC).

Nous effectuons systématiquement des travaux pour augmenter la robustesse et la fiabilité du réseau. L'objectif visé est d'assurer la disponibilité du réseau et de fournir aux clients des services adaptés à leurs besoins. En 2004, nous avons poursuivi la révision des critères de pérennité des installations afin d'améliorer nos pratiques et d'optimiser nos choix d'investissement.

La Régie de l'énergie a autorisé Hydro-Québec TransÉnergie à investir un montant global de 397 M$ dans la construction ou l'acquisition d'immeubles et d'actifs destinés au transport d'électricité dont le coût individuel est inférieur à 25 M$. Ces investissements ont été affectés au maintien des actifs, à l'amélioration de la qualité, au respect des exigences légales et réglementaires et à la satisfaction des besoins croissants de la clientèle.

De nouveaux équipements destinés à protéger le réseau en période de pointe ont été mis en service.

Plusieurs projets ont été entrepris en vue d'augmenter la capacité de transformation de postes satellites et de postes sources qui alimentent la charge locale.

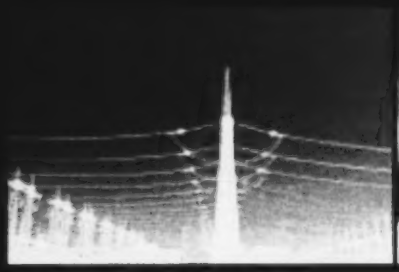
Nous avons ajouté des batteries de condensateurs dans trois postes de la boucle de Montréal afin d'augmenter la puissance réactive de 1 188 Mvar, ce qui a permis d'accroître la capacité de transit du réseau.

La Régie de l'énergie a autorisé l'installation d'équipements de déglaçage au poste de Lévis. Ce projet vise notamment à sécuriser la portion du réseau à 735 kV qui alimente la grande région de Québec.

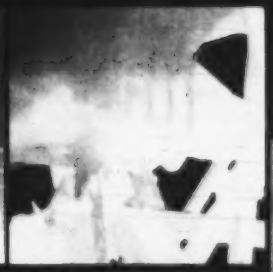
Nous avons réalisé des simulations de bris de lignes dans diverses situations en vue de déterminer les moyens les plus appropriés pour éviter la chute en cascade de pylônes.

La qualité du réseau de transport a permis de passer la pointe de consommation de l'hiver 2004-2005, qui a atteint 34 956 MW le 20 décembre 2004.

Grâce aux efforts déployés au cours des dernières années pour améliorer la robustesse du réseau de transport et aux conditions climatiques relativement clémentes en 2004, le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client s'établissait à 0,45 heure à la fin de 2004.

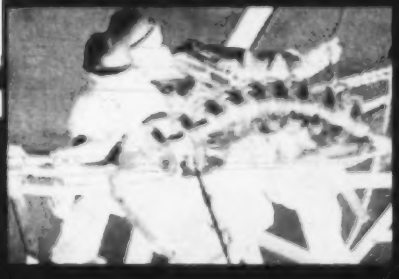


Poste de Boucherville, de la boucle de Montréal. Des travaux y ont été menés pour augmenter la capacité de transit du réseau.



Travaux de déglaçage réalisés sous tension.

Beaucoup d'efforts sont déployés pour améliorer la robustesse du réseau.



Nous maintenons une présence active à l'étranger

Nous sommes présents à l'étranger par l'entremise d'Hydro-Québec International, dont nous assumons la gestion des activités de transport. TransÉnergie HQ et ses filiales commercialisent des services et des produits technologiques liés à la gestion des réseaux de transport. Nous réalisons également des projets de conception, de construction et d'acquisition d'installations de transport d'électricité et nous gérons et valorisons notre portefeuille d'investissements dans ce domaine.

En 2004, nous avons entrepris une étude en vue de repositionner la vente de notre savoir-faire et la commercialisation de nos produits et services en transport d'électricité en tenant compte, dans notre réflexion, des besoins des firmes de génie-conseil québécoises actives à l'étranger.

États-Unis

Une entente conclue entre la Long Island Power Authority, le Connecticut Department of Environmental Protection, le Connecticut Department of Public Utility Control, les Northeast Utilities et la société Cross Sound Cable nous a permis de remettre en service le Cross Sound Cable, notre ligne sous-marine entre le sud-ouest du Connecticut et Long Island, dans l'État de New York.

Australie

En vue de valoriser notre interconnexion DirectLink, en Australie, nous avons déposé une demande révisée auprès de l'Australian Competition and Consumer Commission afin que son statut soit réglementé.

Amérique du Sud

Une ligne faisant partie du réseau détenu par HQI Transelec Chile S.A. (Transelec) a été convertie à 500 kV et mise en service. Il s'agit du plus important projet de construction des 20 dernières années dans l'industrie chilienne du transport d'électricité. Ce réseau met en œuvre plusieurs technologies conçues par Hydro-Québec.

Hydro-Québec TransÉnergie continue d'assurer l'exploitation de Transelec et du consortium TransMantaro en vue d'optimiser la valorisation de ces actifs.

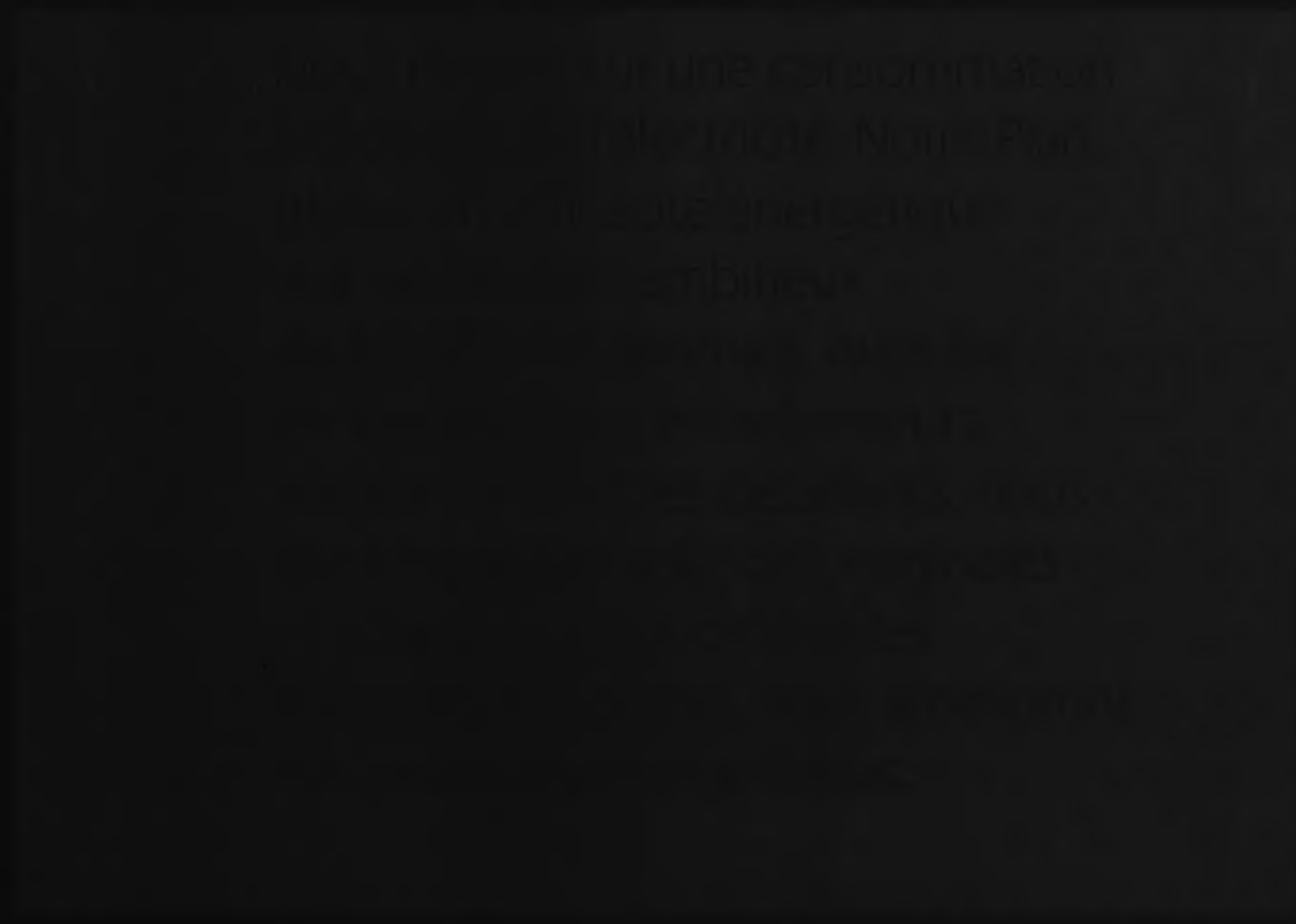


Réseau de Transelec (Chili). Il comporte plusieurs technologies hydro-québécoises.



Hydro-Québec Distribution

Des efforts conjugués pour mieux consommer



Nous sommes au service des Québécois

Hydro-Québec Distribution a pour mandat d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité des Québécois et la fiabilité du réseau de distribution. De plus, elle offre à ses clients une gamme de produits et services de qualité adaptés à leurs besoins. Pour répondre à la demande, nous disposons du volume d'électricité patrimoniale qu'Hydro-Québec Production est tenue de nous fournir. Au-delà de ce volume, nous attribuons des contrats d'approvisionnement à divers fournisseurs dans le cadre d'appels d'offres.

Tous les trois ans, nous établissons un plan d'approvisionnement pour les dix années suivantes en fonction de la prévision de la demande québécoise. Selon le plan que nous avons soumis à la Régie de l'énergie le 1er novembre 2004 pour la période 2005-2014, nos besoins en électricité dépasseront le volume d'électricité patrimoniale dès 2005.

Dans le choix de nos approvisionnements, nous tenons compte d'un critère non monétaire lié au développement durable. De plus, afin de préserver nos ressources, nous faisons la promotion d'une consommation responsable de l'électricité en offrant des programmes d'efficacité énergétique à tous nos clients.

Nous mettons tout en œuvre pour maintenir ou améliorer la qualité de nos services, dans le souci constant de répondre avec diligence aux attentes de nos clients.

Conformément à l'engagement que nous avons pris dans le *Plan stratégique 2004-2008*, nos charges d'exploitation sont restées stables, malgré la forte croissance de la clientèle. Nous nous efforçons en effet de préserver le meilleur équilibre possible entre la qualité et le coût de revient du service afin de limiter les hausses tarifaires.

Immobilisations au 31 décembre 2004	8,2 G$
Revenus en 2004	9,1 G$
Bénéfice net en 2004	287 M$
Clients en 2004 (% des revenus)	
Marchés assujettis au *Règlement tarifaire*	93 %
Contrats particuliers	5 %
Autres	2 %
Mode de réglementation	Sur la base des coûts

Nous veillons à la sécurité de l'approvisionnement

Selon le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, la demande d'électricité augmentera en moyenne de 1,2 % (2 TWh) par année pendant la période visée. Cette prévision tient compte des économies d'énergie qui devraient découler des programmes d'efficacité énergétique que nous avons mis en place, ainsi que d'une croissance modérée de la demande industrielle.

Pour nous acquitter de notre mandat en matière d'approvisionnement du marché québécois, nous disposons d'un bloc d'électricité patrimoniale de 165 TWh qu'Hydro-Québec Production a l'obligation de nous fournir à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Pour répondre à la demande au-delà de ce volume, nous attribuons des contrats d'approvisionnement en tenant compte non seulement du prix, mais aussi d'un critère non monétaire lié au développement durable. Ces contrats doivent être approuvés par la Régie de l'énergie, sauf pour les approvisionnements à très court terme.

En 2004, nous avons fait trois appels d'offres à court terme en vue de répondre à la demande québécoise de 2005. Par suite du premier, lancé en avril, nous avons attribué cinq contrats pour la fourniture d'un maximum de 250 MW entre le 1er janvier et le 31 décembre, à un prix moyen de 5,7 ¢ US/kWh. Les deux autres, lancés en octobre, ont donné lieu à l'attribution de 36 contrats pour la fourniture d'un maximum de 350 MW entre le 1er janvier et le 30 septembre, à un prix moyen de 6,4 ¢/kWh.

La Régie de l'énergie a approuvé deux contrats d'une durée de 20 ans conclus avec Bowater Produits forestiers du Canada (20,4 MW) et Kruger (19 MW) pour la fourniture d'électricité produite par des centrales de cogénération à la biomasse, au prix moyen de 6,7 ¢/kWh. Les livraisons débuteront en juillet 2006 dans le cas de Bowater, et en mars 2007 dans le cas de Kruger.

Nous avons retenu les soumissions de Cartier Wind Energy et de Northland Power/Northland Power Income Fund pour la fourniture de 990 MW d'électricité d'origine éolienne sur une période de 20 ans. Les parcs éoliens ainsi que les usines d'assemblage des nacelles et de fabrication des pales et des tours seront aménagés dans la municipalité régionale de comté de Matane et dans la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine, conformément à un décret du gouvernement du Québec. Les retombées régionales sont évaluées à 1,9 G$. Les contrats ont été signés en février 2005 et devront être approuvés par la Régie de l'énergie. Le prix de ces approvisionnements est de 7,8 ¢/kWh.

André Boulanger
Président,
Hydro-Québec
Distribution



Nous mettons tout en œuvre pour maintenir ou améliorer la qualité de nos services afin de fournir des prestations adaptées aux besoins de nos clients.

Nous veillons à la sécurité de l'approvisionnement

Selon le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, la demande d'électricité augmentera en moyenne de 1,2 % (2 TWh) par année pendant la période visée. Cette prévision tient compte des économies d'énergie qui devraient découler des programmes d'efficacité énergétique que nous avons mis en place, ainsi que d'une croissance modérée de la demande industrielle.

Pour nous acquitter de notre mandat en matière d'approvisionnement du marché québécois, nous disposons d'un bloc d'électricité patrimoniale de 165 TWh qu'Hydro-Québec Production a l'obligation de nous fournir à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Pour répondre à la demande au-delà de ce volume, nous attribuons des contrats d'approvisionnement en tenant compte non seulement du prix, mais aussi d'un critère non monétaire lié au développement durable. Ces contrats doivent être approuvés par la Régie de l'énergie, sauf pour les approvisionnements à très court terme.

En 2004, nous avons fait trois appels d'offres à court terme en vue de répondre à la demande québécoise de 2005. Par suite du premier, lancé en avril, nous avons attribué cinq contrats pour la fourniture d'un maximum de 250 MW entre le 1er janvier et le 31 décembre, à un prix moyen de 5,7 ¢ US/kWh. Les deux autres, lancés en octobre, ont donné lieu à l'attribution de 36 contrats pour la fourniture d'un maximum de 350 MW entre le 1er janvier et le 30 septembre, à un prix moyen de 6,4 ¢/kWh.

La Régie de l'énergie a approuvé deux contrats d'une durée de 20 ans conclus avec Bowater Produits forestiers du Canada (20,4 MW) et Kruger (19 MW) pour la fourniture d'électricité produite par des centrales de cogénération à la biomasse, au prix moyen de 6,7 ¢/kWh. Les livraisons débuteront en juillet 2006 dans le cas de Bowater, et en mars 2007 dans le cas de Kruger.

Nous avons retenu les soumissions de Cartier Wind Energy et de Northland Power/Northland Power Income Fund pour la fourniture de 990 MW d'électricité d'origine éolienne sur une période de 20 ans. Les parcs éoliens ainsi que les usines d'assemblage des nacelles et de fabrication des pales et des tours seront aménagés dans la municipalité régionale de comté de Matane et dans la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine, conformément à un décret du gouvernement du Québec. Les retombées régionales sont évaluées à 1,9 G$. Les contrats ont été signés en février 2005 et devront être approuvés par la Régie de l'énergie. Le prix de ces approvisionnements est de 7,8 ¢/kWh.

André Boulanger
Président,
Hydro-Québec
Distribution



Nous mettons tout en œuvre pour maintenir ou améliorer la qualité de nos services afin de fournir des prestations adaptées aux besoins de nos clients.

Notre objectif premier : satisfaire nos clients

Hydro-Québec Distribution offre des services adaptés aux attentes prioritaires de sa clientèle. Par ailleurs, au titre de notre engagement envers le développement durable, nous avons mis en place d'importants programmes d'efficacité énergétique pour aider nos clients, par diverses mesures incitatives, à faire une consommation responsable de l'énergie.

En 2004, nous avons déposé auprès de la Régie de l'énergie un nouveau plan global en efficacité énergétique qui vise des économies d'énergie d'au moins 3 TWh à l'horizon 2010. Ce plan, dont la réalisation nécessitera des investissements de plus de 1 G$, comprend plusieurs programmes conçus pour nos différentes clientèles. Pour en assurer le succès, nous avons noué des partenariats avec de nombreux intervenants du domaine, dont l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec, l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada, la Corporation des maîtres électriciens du Québec, l'Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec ainsi que des fabricants et détaillants de produits économiseurs d'énergie.

Clientèles résidentielle, commerciale et d'affaires

L'indice de satisfaction de la clientèle résidentielle s'est établi à 7,3 sur une échelle de 10, par rapport à 7,4 en 2003. Ce léger fléchissement s'explique notamment par les débats entourant la sécurité énergétique et les hausses tarifaires.

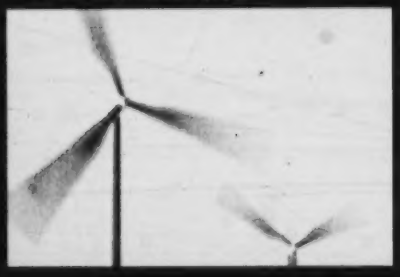
L'indice de satisfaction de la clientèle commerciale a atteint 7,3 sur une échelle de 10, comparativement à 7,4 en 2003, alors que celui de la clientèle d'affaires s'est établi à 7,2, par rapport à 7,3 en 2003.

Des relations soutenues avec les associations de consommateurs et d'autres organismes nous ont permis d'élaborer des services mieux adaptés aux besoins des clients à faible revenu en difficulté de paiement. De plus, nous avons réalisé une étude auprès de ces clients afin de trouver des moyens d'améliorer le soutien que nous leur offrons, et nous avons tenu des discussions avec le gouvernement du Québec pour explorer des pistes d'action et des formes d'intervention qui tiennent compte du contexte actuel. Parallèlement, nous avons continué à proposer des ententes de paiement souples aux clients à faible revenu. En 2004, près de 18 000 clients en bénéficiaient, pour un montant d'environ 20 M$.

En février, nous avons lancé divers outils et programmes d'efficacité énergétique pour les clients résidentiels, soit le Diagnostic résidentiel Mieux consommer ainsi que des promotions et programmes relatifs à l'achat et à l'installation de thermostats électroniques et à l'achat de minuteries pour filtres de piscines. Les résultats obtenus à la fin de 2004 – 312 375 questionnaires de diagnostic remplis, 93 088 thermostats installés dans de nouveaux bâtiments et 25 412 minuteries distribuées – dépassent largement nos objectifs.

Logo des programmes d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec, lancés en février dans le cadre d'une vaste campagne.

MIEUX CONSOMMER



Des parcs éoliens verront le jour dans l'est du Québec.



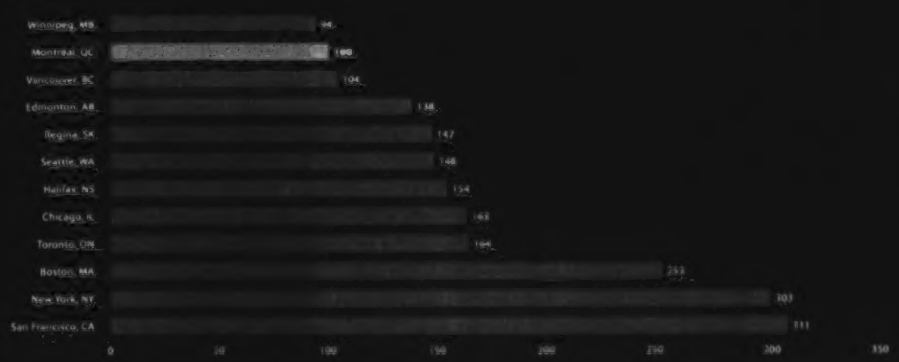
Plus l'éolienne est haute, plus la vitesse du vent est grande, plus la production est importante.

Nous avons maintenu notre appui à des programmes gouvernementaux d'efficacité énergétique visant la clientèle résidentielle, dont le programme Novoclimat et un programme d'intervention auprès des ménages à budget modeste, offerts par l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE), et le programme ÉnerGuide pour les maisons, offert par l'Office de l'efficacité énergétique en partenariat avec l'AEE.

D'autres outils et programmes d'économie d'énergie ont été mis sur pied pour la clientèle commerciale et d'affaires : le Diagnostic Mieux consommer pour petites entreprises de service ; un programme d'appui aux initiatives d'optimisation énergétique des bâtiments, qui s'adresse aux clients commerciaux, institutionnels et industriels ; un programme d'appui aux initiatives visant à optimiser les systèmes et procédés des clients industriels ; un programme d'optimisation des feux de signalisation destiné aux municipalités et autres paliers de gouvernement. Au 31 décembre 2004, 67 initiatives avaient été approuvées, ce qui représente des économies d'énergie de plus de 30 GWh, et près de 3 000 feux économiseurs d'énergie avaient été installés. Ces résultats dépassent nos objectifs.

Le projet SIC (Système d'information clientèle) a beaucoup progressé en 2004. Comme prévu, nous pourrons ainsi passer à la première phase de son implantation au printemps 2005. Ce projet d'optimisation de nos pratiques commerciales et administratives, réalisé parallèlement à la modernisation de nos systèmes d'information, nous permettra de mieux répondre aux attentes actuelles et futures de nos clients.

Indice comparatif des prix de l'électricité au 1er avril 2004
Clientèle résidentielle[a]



a) Indice associé à une facture mensuelle (avant taxes) pour une consommation de 1 000 kWh.

Clientèle Grandes entreprises (5 MW et plus)

Hydro-Québec Distribution accorde une attention particulière aux besoins des grandes entreprises, dont la consommation représente plus de 40 % des ventes d'électricité au Québec et dont les activités ont un impact important en région. Nous travaillons en partenariat avec cette clientèle, contribuant ainsi à l'essor économique du Québec. Chaque client dont la puissance à facturer est d'au moins 5 MW bénéficie des services d'un délégué commercial attitré qui facilite ses relations avec les différents services d'Hydro-Québec, le conseille sur les meilleurs choix énergétiques à sa disposition et élabore avec lui des solutions techniques avantageuses.

En 2004, les actions de développement industriel que nous avons menées avec nos partenaires ont conduit à des projets d'investissement de 419 M$ dans le secteur privé. Ces projets créeront ou maintiendront près de 3 900 emplois directs.

La satisfaction de la clientèle Grandes entreprises s'est maintenue à 9,0 sur une échelle de 10.

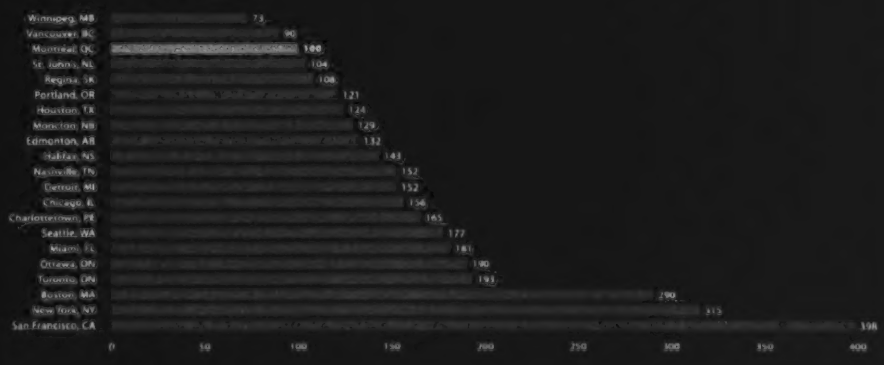
Nous avons tenu 201 rencontres partenariat-qualité dans le but d'améliorer nos produits et services en fonction des besoins prioritaires des clients.

La Régie de l'énergie a autorisé la reconduction de l'option d'électricité interruptible jusqu'au 30 novembre 2006. Cette option profite à toute la population québécoise puisqu'elle nous aide à gérer la pointe hivernale.

Nous avons lancé deux programmes d'efficacité énergétique destinés aux grandes entreprises, soit le Programme d'initiatives industrielles Grandes entreprises (PIIGE), qui concerne les projets mis de l'avant par les clients en vue de réduire leur consommation spécifique, et le Programme d'analyse et de démonstration industrielles Grandes entreprises (PADIGE). Au total, 130 projets étaient en cours au 31 décembre, représentant des investissements de 29 M$ et des économies d'énergie de 182 GWh – l'équivalent de la consommation de 7 300 résidences chauffées à l'électricité.

Un programme de reconnaissance publique a été élaboré à l'intention des grandes entreprises qui participent aux initiatives d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec.

Indice comparatif des prix de l'électricité au 1er avril 2004
Clientèle Grandes entreprises[a]



a) Indice associé à une facture mensuelle (avant taxes) pour une consommation de 30 600 MWh. Puissance : 50 MW. Tension : 120 kV.

Année après année, nous consolidons notre réseau de distribution

Hydro-Québec Distribution consent des efforts importants pour fournir des prestations de qualité, particulièrement au regard de la continuité du service et de l'accès à l'information. L'un de nos objectifs prioritaires consiste à améliorer la performance globale du réseau afin de réduire le nombre et la durée des interruptions de service. De plus, nous travaillons en étroite relation avec les municipalités, notamment en ce qui concerne l'information des autorités en cas de panne majeure, la maîtrise de la végétation et l'enfouissement des réseaux de distribution.

Les efforts déployés depuis 1999 pour améliorer la performance globale du réseau nous ont permis de stabiliser autour de 2 heures le nombre moyen redressé d'heures d'interruption du service par client et par année.

En 2004, le nombre moyen brut d'heures d'interruption du service par client s'est établi à 2,11, comparativement à 3,22 en 2003. Il s'agit du meilleur résultat de notre histoire. Cette amélioration de 34 % tient principalement au fait qu'il y a eu peu d'événements climatiques exceptionnels au cours de l'année.

Le taux de raccordement dans les délais prévus s'est établi à 92 %, et ce, malgré la croissance du nombre de nouveaux abonnements.

L'indice de satisfaction des clients à l'égard de l'information communiquée lors de pannes d'électricité a légèrement fléchi en 2004, s'établissant à 7,2 sur une échelle de 10, comparativement à 7,3 en 2003.

La recherche de solutions pour réduire les coûts d'implantation des réseaux souterrains en milieu résidentiel s'est poursuivie, notamment dans le cadre de projets pilotes visant le déploiement de bornes de raccordement conjoint dans les territoires des Laurentides et de Montmorency.

Un important projet d'enfouissement du réseau est en cours de réalisation dans l'arrondissement historique des Ursulines à Trois-Rivières, au coût de 3,5 M$.

Un document sur les réseaux câblés intitulé *Guide en matière de distribution souterraine* a été publié à l'initiative de l'Union des municipalités du Québec et d'Hydro-Québec, avec la collaboration de la Fédération Québécoise des Municipalités, Bell Canada, Vidéotron, Cogeco et Telus. Ce guide propose des mécanismes de concertation et des pratiques visant à faciliter la réalisation de projets de réseaux souterrains.

Le système d'information géographique Dcartes a été déployé sur le territoire du Richelieu, première étape de son implantation sur l'ensemble des territoires en 2005. Dcartes est un progiciel qui permet de représenter sur un fond de carte continu l'ensemble des actifs du réseau de distribution et des clients, l'objectif étant d'optimiser la planification, la conception et l'analyse de l'infrastructure.

Aux grandes entreprises qui cherchent à réduire leur consommation, Hydro-Québec propose des programmes d'efficacité énergétique.





Arrondissement historique des Ursulines à Trois-Rivières. L'enfouissement du réseau améliorera la beauté des lieux.

Installation d'une borne de raccordement conjoint des réseaux câblés.



Qualité du service

	2004	2003		Écart
%				
Taux de raccordement dans les délais	**92**	93	↘	1
Taux de relève des compteurs	**95**	96	↘	1
Taux de réponse aux appels téléphoniques en 20 secondes ou moins	**67**	68	↘	1
Taux de demandes réglées au premier appel				
Clientèle résidentielle	**81**	82	↘	1
Clientèles commerciale et d'affaires	**66**	67	↘	1
Taux de clients avisés à l'avance des interruptions de service planifiées				
Global	**86**	78	↗	8
Clients sur lesquels les interruptions ont une incidence majeure	**83**	68	↗	15
Heures				
Nombre moyen d'heures d'interruption du service de distribution par client – brut (à l'exclusion d'Hydro-Québec TransÉnergie)	**2,11**	3,22	↘	1,11
Nombre moyen d'heures d'interruption du service de distribution par client – redressé[a] (à l'exclusion d'Hydro-Québec TransÉnergie)	**1,97**	2,10	↘	0,13

a) Ces données ne tiennent pas compte des événements climatiques exceptionnels.



Le réseau de distribution, toujours plus fiable, toujours plus performant.

Le réseau de distribution continue de se déployer en souterrain.



Nous appliquons les décisions de la Régie de l'énergie

La majeure partie des activités d'Hydro-Québec Distribution sont réglementées. Aux termes de la loi, la Régie de l'énergie fixe notamment le prix de l'électricité, après analyse des demandes tarifaires de la division.

La Régie a approuvé des hausses tarifaires uniformes de 3,0 % et de 1,41 %, entrées en vigueur le 1er janvier et le 1er avril 2004 respectivement. Ces augmentations font suite à plus de cinq ans de gel tarifaire.

Compte tenu de la hausse de nos coûts d'approvisionnement et de l'augmentation prévue de nos charges financières à partir de 2005, nous avons soumis à la Régie une demande d'ajustement tarifaire de 2,7 % pour 2005-2006. En février 2005, la Régie a autorisé un ajustement de l'ordre de 1,2 % avec effet le 1er avril 2005.

La Régie a approuvé l'abrogation du tarif bi-énergie BT avec effet le 1er avril 2006. Les clients touchés pourront bénéficier d'une aide financière pour modifier leur système de chauffage et souscrire un abonnement à un autre tarif, ou encore pour se convertir à d'autres sources d'énergie.

Nous avons soumis à la Régie des modalités tarifaires et des conditions de service pour favoriser la mise en place, par les petits consommateurs résidentiels et commerciaux, d'installations d'autoproduction d'électricité à partir de sources renouvelables.

Nos voisins peuvent compter sur nous

À la demande de Florida Power and Light et de la Southern Company, Hydro-Québec Distribution a dépêché 122 personnes en Floride pour une période de 27 jours afin d'aider à la reconstruction de leurs réseaux électriques, qui avaient été gravement endommagés par les ouragans Frances et Ivan.

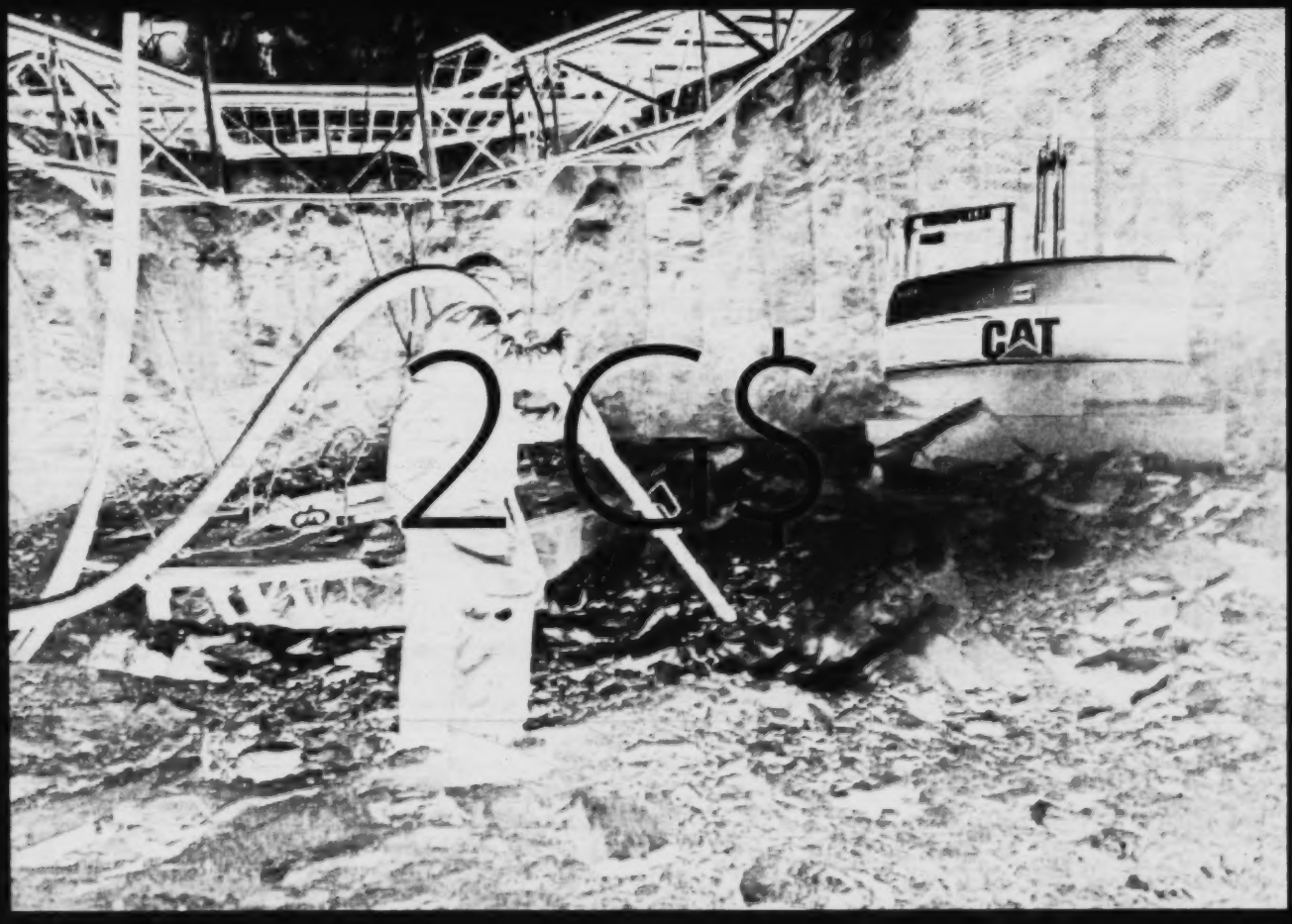
À la suite du passage de l'ouragan Jeanne, nous avons réalisé une mission d'aide humanitaire aux Gonaïves, en Haïti, à la demande du gouvernement du Québec. Cette mission, à laquelle nous avons consacré près de 3 M$ en 2004, visait à rétablir l'alimentation des services essentiels et à renforcer le réseau de distribution de la ville.



Après le passage des ouragans Frances et Ivan en Floride, 122 Hydro-Québécois ont aidé à remettre en état des réseaux électriques.



Mission d'aide humanitaire aux Gonaïves, en Haïti.


CAT

Hydro-Québec Équipement et Société d'énergie de la Baie James

Des chantiers en pleine activité

Construction d'équipements, réfection de centrales, études d'impact et d'avant-projet… Plusieurs chantiers en marche un peu partout au Québec et, au total, des travaux de 2 G$ en 2004. Aux milliers de travailleurs sur le pied d'œuvre, il faut ajouter encore les personnes occupées à planifier, à dessiner, à fabriquer. Hier pleinement structurants pour l'économie québécoise, ils profitent à l'ensemble de la société.

Notre savoir-faire est unique

Hydro-Québec Équipement et la Société d'énergie de la Baie James réalisent des projets d'ingénierie et de construction liés à des aménagements hydroélectriques au Québec. Hydro-Québec Équipement réalise également des projets de lignes et de postes de transport d'électricité sur l'ensemble du territoire québécois. Nos équipes de constructeurs offrent des services à haute valeur ajoutée en ingénierie, en environnement et en gestion de projets. Leur expertise est reconnue mondialement et contribue directement à la performance d'Hydro-Québec. Nous sommes ainsi en mesure de proposer des solutions optimales aptes à réduire les coûts et les délais de réalisation des projets qui nous sont confiés, et, partant, de livrer à nos clients des équipements performants à des prix concurrentiels.

Nous nous préoccupons, en tout temps, des impacts de nos travaux sur les milieux naturel et humain. Nous entretenons des relations harmonieuses avec les communautés autochtones et les collectivités locales, et nous intégrons le plus grand nombre possible de travailleurs de ces communautés dans nos équipes. Nous établissons, avec les milieux concernés, des partenariats structurants qui favorisent le développement de l'expertise régionale et optimisent les retombées régionales de nos activités.

Volume d'activité au 31 décembre 2004	1 984 M$
Principaux clients en 2004 (% du volume d'activité)	
Hydro-Québec Production	77 %
Hydro-Québec TransÉnergie	22 %
Autres	1 %

Nous relevons sans relâche des défis gigantesques

Avec la reprise des grands projets, Hydro-Québec Équipement et la Société d'énergie de la Baie James ont eu l'occasion, en 2004, de mettre à l'épreuve leur sens de l'organisation et leur esprit d'innovation. Depuis les études préliminaires jusqu'à la livraison clés en main de centrales hydroélectriques, de lignes et de postes de transport, nous sommes en mesure de relever d'importants défis techniques et logistiques. En ajustant nos activités aux besoins de nos clients, nous livrons des services qui s'inscrivent dans le droit fil de leurs objectifs d'affaires.

En 2004, nous avons réalisé plusieurs projets de conception et de construction d'installations pour Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie. Notre volume d'activité a atteint 1 984 M$, répartis comme suit : 1 251 M$ dans la construction d'aménagements hydroélectriques, 97 M$ dans la construction d'équipements de transport, 594 M$ dans la réfection et le rééquipement d'installations de production et de transport ainsi que 42 M$ pour la réalisation d'autres travaux. Nous avons également travaillé à plusieurs avant-projets qui permettront à Hydro-Québec Production de faire face à la croissance de la demande.

Travaux effectués pour Hydro-Québec Production

La centrale hydroélectrique du Rocher-de-Grand-Mère, d'une puissance installée de 230 MW, a été mise en service en décembre 2004. Les coûts du projet se chiffrent à 520 M$, et les retombées régionales dépassent 150 M$. À la pointe des travaux, plus de 700 travailleurs œuvraient sur le chantier, dont 71 % provenaient des régions de la Mauricie et du Centre-du-Québec. La construction de la centrale représentait un défi de taille, car il a fallu effectuer des travaux d'envergure dans un espace restreint, en milieu urbain, tout en se protégeant des crues du Saint-Maurice. Les travaux de remise en état des lieux sont en cours, de même que les travaux de mise en conformité de la centrale de Grand-Mère avec la *Loi sur la sécurité des barrages* et les travaux de préservation de son caractère patrimonial. Cette dernière sera exploitée de façon ponctuelle, notamment durant les crues du printemps et de l'automne.

Nous avons presque achevé la construction de la centrale hydroélectrique de la Toulnustouc, entreprise en 2001, et la majorité des mesures d'atténuation des impacts sur le milieu ont été appliquées. La mise en service de cet aménagement de 526 MW est prévue pour 2005. Réalisé en partenariat avec le Conseil de bande de Betsiamites et avec la municipalité régionale de comté de Manicouagan, ce projet représente un investissement de près de 1 G$. Au terme de 2004, les retombées économiques régionales s'élevaient à plus de 300 M$. Depuis le début du projet, l'effectif hebdomadaire moyen du chantier est de 770 travailleurs, dont plus de 60 % proviennent de la région. La communauté de Betsiamites fournit plus de 10 % de la main-d'œuvre.

Plus de la moitié des travaux de construction de la centrale hydroélectrique de l'Eastmain-1 sont terminés. Prévue à l'origine pour 2008, la mise en service pourrait être devancée au printemps 2007. Cette centrale, qui aura nécessité un investissement de 2,1 G$, augmentera de 480 MW la puissance installée du parc de production. En 2004, l'effectif hebdomadaire moyen du chantier était de 1 870 travailleurs. Plus de 14 % de la main-d'œuvre est crie. Les contrats et les achats auprès d'entreprises jamésiennes totalisaient plus de 60 M$ à la fin de 2004. Au terme du projet, des contrats d'une valeur de 300 M$ auront été offerts aux entreprises cries, conformément à la *Convention Nadoshtin*.

La centrale Mercier a été mise en chantier. Elle devrait entrer en service au début de 2006. Construite sur la rivière Gatineau, elle aura une puissance installée de 51 MW. Il s'agit d'un investissement de 145 M$, et on évalue les retombées économiques à 10,6 M$ pour les régions des Laurentides et de l'Outaouais.

Richard Cacchione
Président,
Hydro-Québec
Équipement
Président-directeur
général,
Société d'énergie
de la Baie James



Nous établissons, avec les milieux concernés, des partenariats structurants qui favorisent le développement de l'expertise régionale et optimisent les retombées régionales de nos activités.

Travaux effectués pour Hydro-Québec Production

La centrale hydroélectrique du Rocher-de-Grand-Mère, d'une puissance installée de 230 MW, a été mise en service en décembre 2004. Les coûts du projet se chiffrent à 520 M$, et les retombées régionales dépassent 150 M$. À la pointe des travaux, plus de 700 travailleurs œuvraient sur le chantier, dont 71 % provenaient des régions de la Mauricie et du Centre-du-Québec. La construction de la centrale représentait un défi de taille, car il a fallu effectuer des travaux d'envergure dans un espace restreint, en milieu urbain, tout en se protégeant des crues du Saint-Maurice. Les travaux de remise en état des lieux sont en cours, de même que les travaux de mise en conformité de la centrale de Grand-Mère avec la *Loi sur la sécurité des barrages* et les travaux de préservation de son caractère patrimonial. Cette dernière sera exploitée de façon ponctuelle, notamment durant les crues du printemps et de l'automne.

Nous avons presque achevé la construction de la centrale hydroélectrique de la Toulnustouc, entreprise en 2001, et la majorité des mesures d'atténuation des impacts sur le milieu ont été appliquées. La mise en service de cet aménagement de 526 MW est prévue pour 2005. Réalisé en partenariat avec le Conseil de bande de Betsiamites et avec la municipalité régionale de comté de Manicouagan, ce projet représente un investissement de près de 1 G$. Au terme de 2004, les retombées économiques régionales s'élevaient à plus de 300 M$. Depuis le début du projet, l'effectif hebdomadaire moyen du chantier est de 770 travailleurs, dont plus de 60 % proviennent de la région. La communauté de Betsiamites fournit plus de 10 % de la main-d'œuvre.

Plus de la moitié des travaux de construction de la centrale hydroélectrique de l'Eastmain-1 sont terminés. Prévue à l'origine pour 2008, la mise en service pourrait être devancée au printemps 2007. Cette centrale, qui aura nécessité un investissement de 2,1 G$, augmentera de 480 MW la puissance installée du parc de production. En 2004, l'effectif hebdomadaire moyen du chantier était de 1 870 travailleurs. Plus de 14 % de la main-d'œuvre est crie. Les contrats et les achats auprès d'entreprises jamésiennes totalisaient plus de 60 M$ à la fin de 2004. Au terme du projet, des contrats d'une valeur de 300 M$ auront été offerts aux entreprises cries, conformément à la *Convention Nadoshtin*.

La centrale Mercier a été mise en chantier. Elle devrait entrer en service au début de 2006. Construite sur la rivière Gatineau, elle aura une puissance installée de 51 MW. Il s'agit d'un investissement de 145 M$, et on évalue les retombées économiques à 10,6 M$ pour les régions des Laurentides et de l'Outaouais.

Richard Cacchione
Président,
Hydro-Québec
Équipement
Président-directeur
général,
Société d'énergie
de la Baie James



Nous établissons, avec les milieux concernés, des partenariats structurants qui favorisent le développement de l'expertise régionale et optimisent les retombées régionales de nos activités.

Nous avons entrepris, au printemps 2004, la construction de l'aménagement de la Péribonka. Il s'agit d'un projet de 1,2 G$ qui augmentera de 385 MW la puissance installée du parc de production. L'effectif hebdomadaire moyen du chantier dépassait 530 travailleurs, dont 82 % provenaient de la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean. Plus de la moitié des contrats ont été attribués en région.

Le projet des aménagements de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs, qui auront une puissance installée totale de 138 MW, a franchi l'étape des audiences publiques. Le coût de réalisation de ce projet est évalué à près de 700 M$.

Nous avons déposé auprès des autorités compétentes l'étude d'impact sur l'environnement du projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, qui comprend la construction de la centrale de la Sarcelle. Les deux centrales auront une puissance installée de 888 MW. Le coût de réalisation de ce projet est estimé à près de 4 G$.

Nous avons entrepris des études d'avant-projet en vue de la construction d'un complexe de quatre centrales sur la rivière Romaine, dont la puissance installée totale avoisinera 1 500 MW.

Les travaux de réfection de centrales ont totalisé 260 M$. Ils ont notamment touché les centrales de Beauharnois, de la Bersimis-1, des Rapides-des-Quinze, de Rapide-2 et de Rapide-7. De plus, des travaux de rééquipement se sont poursuivis à la centrale aux Outardes-3, à la centrale aux Outardes-4 et à la centrale de La Tuque. Ils permettront d'obtenir des gains de puissance installée d'environ 420 MW à l'horizon 2008.

Principaux projets de production

Centrale	Puissance installée (MW)	Investissements totaux	Nombre d'employés à la pointe des travaux en 2004	Retombées économiques régionales cumulées au 31 décembre 2004	Mise en service
Rocher-de-Grand-Mère	230	520 M$	700	150 M$	2004
Toulnustouc	526	1,0 G$	1 381	300 M$	2005
Eastmain-1	480	2,1 G$	2 660	250 M$	2007
Mercier	51	145 M$	186	7 M$	2006
Péribonka	385	1,2 G$	651	100 M$	2008

Au chantier de l'Eastmain-1, John Paul Murdoch, conseiller juridique, Grand Conseil des Cris, Johnny Saganash, conseiller cri, et Denis Groleau, chef de chantier. Plus de 500 Cris ont travaillé au chantier en 2004.



Centrale de la Toulnustouc (Côte-Nord), dont la mise en service est prévue pour 2005.



Centrale de l'Eastmain-1 (Baie-James), en construction. Elle doit entrer en service en 2007.



Travaux effectués pour Hydro-Québec TransÉnergie

Un tronçon de la ligne à 120 kV Lafontaine-Paquin a été reconstruit avec des supports en béton haute performance (BHP) – une première au Québec. Le projet de 10,4 M$ a été achevé dans le respect du budget et des échéances.

Nous avons construit la ligne à 120 kV Acton-Montérégie et la ligne à 120 kV Saint-Dominique–Montérégie, ce qui met un terme au projet de la boucle montérégienne, entrepris à la suite du verglas de 1998.

Nous avons amorcé les travaux de construction en vue de raccorder les centrales actuellement en chantier au réseau de transport : un poste de départ et une ligne à 315 kV qui reliera la centrale de la Toulnustouc au poste de Micoua, un projet évalué à 129 M$; une ligne à 315 kV entre la centrale de l'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau, un projet de 115 M$.

Nous avons entrepris le déboisement en vue de la construction de la ligne Nemiscau-Waskaganish. Cette ligne à 69 kV de 208 km raccordera le village de Waskaganish au réseau. Le coût du projet, qui comprend aussi la construction d'un poste à Waskaganish, est évalué à 64 M$. La mise en service est prévue pour 2006.

L'ajout ou le remplacement de transformateurs de puissance dans une trentaine de postes a débuté. Ces travaux visent à renforcer les postes et à augmenter la capacité de transit du réseau. Ce projet se poursuivra jusqu'en 2008.

La réfection et la modernisation du poste Central, entreprises en 2000, ont été achevées. Ces travaux de 55 M$ ont permis d'augmenter la capacité d'alimentation de ce poste centenaire, notamment pour répondre à la demande croissante d'un quartier de Montréal en pleine expansion.

Nous avons apporté des modifications au poste de la Copper Mountain ainsi qu'à une ligne afin d'intégrer la production des parcs éoliens du Mont-Copper et du Mont-Miller, en Gaspésie. Ce projet a coûté 6,8 M$.

Nous avons obtenu les autorisations gouvernementales et entrepris les étapes d'ingénierie et d'approvisionnement en vue de l'installation, d'ici 2007, d'équipements de déglaçage au poste de Lévis. Ce projet vise à renforcer des lignes stratégiques afin d'assurer l'alimentation des régions de la Capitale-Nationale, de la Chaudière-Appalaches, du Bas-Saint-Laurent et de l'Estrie. Le coût des travaux est évalué à 191 M$.

Les travaux d'installation d'un transformateur à fréquence variable (TFV) au poste Langlois, en Montérégie, sont terminés. Premier groupe de conversion de ce type dans le monde, le TFV met en œuvre une technologie novatrice qui optimise les échanges d'énergie électrique entre deux réseaux asynchrones.

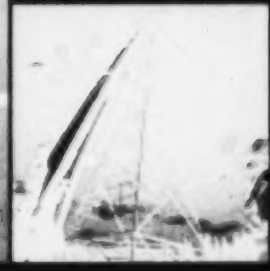
La centrale Mercier (Outaouais), en chantier. Sa mise en service aura lieu en 2006.



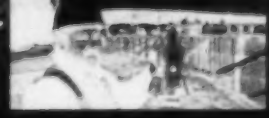
Pylône en béton haute performance. Une technologie nouvellement utilisée sur le réseau électrique



Assemblage d'un pylône sur la ligne qui reliera la centrale de la Toulnustouc au poste de Micoua



La centrale de la Péribonka sera érigée à la confluence des rivières Manouane et Péribonka.




innovation

Des défis technologiques à relever

Nous relevons les défis technologiques du domaine de l'énergie

Hydro-Québec Technologie et développement industriel est le fer de lance de l'entreprise en matière d'innovation technologique et le leader de l'innovation québécoise dans le domaine de l'énergie.

Nous avons pour mission d'assurer la gestion intégrée de tous les volets de l'innovation : la recherche et sa valorisation, le développement industriel et l'investissement en capital-risque. Notre objectif consiste à créer de la valeur à partir des défis technologiques, en collaboration avec un vaste réseau de partenaires.

Nous concentrons nos efforts sur les métiers de base de l'entreprise, contribuant ainsi à la réalisation de ses objectifs à court et à moyen termes de même qu'à sa viabilité à long terme. De plus, fidèles à l'engagement d'Hydro-Québec de mettre l'innovation au service de ses clients, nos équipes travaillent à optimiser la performance globale du système électrique au Québec et appuient les initiatives visant à accroître l'efficacité énergétique des Québécois.

Projets d'innovation et soutien technique	
Sommes affectées en 2004	87 M$
Clients en 2004 (% des sommes affectées)	
Hydro-Québec Production	19 %
Hydro-Québec TransÉnergie	25 %
Hydro-Québec Distribution	26 %
Autres clients internes	15 %
Clients externes	15 %
Mode de réglementation	Sur la base des coûts pour les activités liées à Hydro-Québec TransÉnergie et à Hydro-Québec Distribution
Développement industriel – Hydro-Québec IndusTech	
Sommes investies au 31 décembre 2004	324 M$
Mode de réglementation	Libre concurrence
Capital-risque – Hydro-Québec CapiTech	
Sommes investies au 31 décembre 2004	196 M$
Mode de réglementation	Libre concurrence

Nous soutenons les autres divisions tout en préparant l'avenir

Les projets d'innovation d'Hydro-Québec Technologie et développement industriel et le soutien technique qu'offre la division s'inscrivent dans le droit fil des priorités et des objectifs d'affaires de l'entreprise : productivité des centrales, diminution des charges et report d'investissements, contribution au Plan global en efficacité énergétique, etc. Chaque division fixe les thèmes de l'effort d'innovation selon ses priorités et objectifs spécifiques, puis dégage les ressources financières nécessaires. Réalisés dans le cadre d'étroites collaborations entre les équipes de nos laboratoires de Varennes et de Shawinigan, nos experts en valorisation, les autres divisions et les partenaires d'Hydro-Québec, nos projets doivent répondre à des critères de passage rigoureux à différentes étapes de leur progression pour être menés jusqu'à terme.

THÈMES D'INNOVATION TECHNOLOGIQUE
au 31 décembre 2004

Production (21 projets)	Développer de nouveaux concepts d'installations de production
	Prolonger la vie utile des barrages et des ouvrages régulateurs
	Améliorer la performance et prolonger la vie utile des équipements de production
	Accroître la rentabilité et l'acceptabilité du parc de production
Transport (47 projets)	Augmenter de 10 % la durée de vie de certains équipements et réduire de 10 % le coût de maintenance de certains équipements
	Réduire de 10 % le coût des nouvelles lignes et des nouveaux postes
	Augmenter de 33 % la capacité de transit de certains corridors
	Optimiser la gestion du réseau de transport
	Diminuer de 50 % l'impact des événements climatiques extrêmes
Distribution (30 projets)	Accroître la qualité du service d'électricité
	Réduire de 50 % le coût du réseau souterrain
	Réduire de 10 % le coût net actualisé du réseau aérien
Utilisation de l'énergie (12 projets)	Promouvoir l'efficacité énergétique pour amener les clientèles résidentielle, commerciale et institutionnelle à optimiser leur consommation
	Promouvoir une utilisation efficace de l'électricité pour réduire l'intensité énergétique (consommation spécifique) de l'industrie québécoise
	Contribuer au développement durable

Pour l'année 2004, les retombées des projets d'innovation pour l'entreprise sont estimées à 113 M$.

Le portefeuille de projets met à contribution notre savoir-faire dans six domaines : chimie et matériaux ; analyse et gestion de réseaux ; équipements électriques ; utilisation de l'énergie ; mécanique, métallurgie et civil ; automatisation et systèmes de mesure.

Élie Saheb
Président,
Hydro-Québec
Technologie et
développement
industriel



Nos projets d'innovation s'inscrivent dans le droit fil des priorités et des objectifs d'affaires de l'entreprise.

THÈMES D'INNOVATION TECHNOLOGIQUE
au 31 décembre 2004

Production (21 projets)	Développer de nouveaux concepts d'installations de production
	Prolonger la vie utile des barrages et des ouvrages régulateurs
	Améliorer la performance et prolonger la vie utile des équipements de production
	Accroître la rentabilité et l'acceptabilité du parc de production
Transport (47 projets)	Augmenter de 10 % la durée de vie de certains équipements et réduire de 10 % le coût de maintenance de certains équipements
	Réduire de 10 % le coût des nouvelles lignes et des nouveaux postes
	Augmenter de 33 % la capacité de transit de certains corridors
	Optimiser la gestion du réseau de transport
	Diminuer de 50 % l'impact des événements climatiques extrêmes
Distribution (30 projets)	Accroître la qualité du service d'électricité
	Réduire de 50 % le coût du réseau souterrain
	Réduire de 10 % le coût net actualisé du réseau aérien
Utilisation de l'énergie (12 projets)	Promouvoir l'efficacité énergétique pour amener les clientèles résidentielle, commerciale et institutionnelle à optimiser leur consommation
	Promouvoir une utilisation efficace de l'électricité pour réduire l'intensité énergétique (consommation spécifique) de l'industrie québécoise
	Contribuer au développement durable

Pour l'année 2004, les retombées des projets d'innovation pour l'entreprise sont estimées à 113 M$.

Le portefeuille de projets met à contribution notre savoir-faire dans six domaines : chimie et matériaux ; analyse et gestion de réseaux ; équipements électriques ; utilisation de l'énergie ; mécanique, métallurgie et civil ; automatisation et systèmes de mesure.

Élie Saheb
Président,
Hydro-Québec
Technologie et
développement
industriel



Nos projets d'innovation s'inscrivent dans le droit fil des priorités et des objectifs d'affaires de l'entreprise.

Nous avons aussi constitué un portefeuille d'innovation stratégique comprenant des projets à long terme qui découlent de la carte routière technologique de l'entreprise. Révisée périodiquement, cette carte nous permet de consacrer une partie de nos efforts à des enjeux et à des technologies émergentes susceptibles de transformer le marché de l'énergie.

En 2004, nous avons fixé deux principaux thèmes pour nos projets d'innovation stratégique, soit la gestion du système électrique (impacts des changements climatiques, gestion en temps réel du réseau de transport, etc.) et l'évolution des infrastructures et équipements (technologies supraconductrices, par exemple).

Au chapitre des changements climatiques, nous avons poursuivi nos travaux dans le cadre du consortium Ouranos. Nous avons effectué la simulation des températures au Québec pour les 30 prochaines années, dont les résultats ont été intégrés dans le modèle de prévision de la demande d'Hydro-Québec Distribution. Par ailleurs, des spécialistes de l'entreprise ont collaboré à l'élaboration du rapport *S'adapter aux changements climatiques*, que le consortium a publié en 2004.

Nous favorisons le partenariat

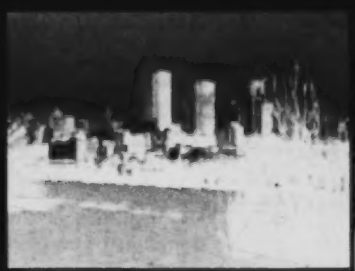
Nous collaborons avec un vaste réseau de partenaires québécois, canadiens et étrangers : centres de recherche universitaires, centres de recherche privés, petites et moyennes entreprises, multinationales, investisseurs. La mise en commun de ces expertises complémentaires a pour effet de favoriser l'émergence d'idées novatrices et d'enrichir les projets, tout en diluant les risques associés à la recherche-développement.

Vingt-neuf entreprises travaillent actuellement avec nous sur 27 projets.

Aux termes d'une entente de partenariat conclue avec le Groupe AREVA, Hydro-Québec partagera son savoir-faire ainsi que les coûts de la recherche dans le domaine des automatismes de détection dans le but de concevoir des mécanismes de défense du réseau de transport en cas d'événement climatique extrême.

L'entreprise a signé une entente avec Siemens Canada visant la réalisation en commun de projets de recherche-développement ainsi que la mise au point, l'industrialisation et la commercialisation de nouvelles technologies de transport d'électricité.

Dans le cadre des activités du Groupe des propriétaires CANDU, nous avons mis sur pied un projet visant à concevoir des outils pour mesurer l'intégrité des tuyaux d'alimentation des réacteurs de centrales nucléaires. Le bracelet Fissures est l'un de ces outils. Mis au point à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, il permet de détecter les microfissures engendrées par le vieillissement des tuyaux. Ayant fait ses preuves à la centrale de Gentilly-2, cette nouvelle technologie a été implantée dans plusieurs autres centrales au Canada et à l'étranger.



Hydro-Québec participe aux travaux d'Ouranos sur les changements climatiques.



Le LineROVer, un robot pour l'inspection des lignes de transport, développé à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec.



Essai des relais de protection que nous élaborons dans le cadre de l'entente avec AREVA.

La recherche active de partenaires s'accompagne d'une gestion rigoureuse de la propriété intellectuelle. Pour valoriser pleinement les technologies développées par Hydro-Québec, nous négocions l'attribution de licences de fabrication et de commercialisation à des entreprises capables de nous ouvrir les portes du marché mondial. À l'heure actuelle, 65 licences sont détenues par 55 entreprises.

Nous industrialisons et commercialisons des technologies d'avenir

Lorsqu'une technologie issue des recherches d'Hydro-Québec présente un potentiel de croissance important, nous travaillons en partenariat avec le secteur privé à son industrialisation et à sa commercialisation, par l'entremise d'Hydro-Québec IndusTech. En 2004, nous avons injecté 52 M$ dans le capital-actions de cette filiale, qui comprend deux entreprises en démarrage, AVESTOR et TM4. Nos investissements cumulés dans ces entreprises se chiffrent à 289 M$, soit 259 M$ dans AVESTOR et 30 M$ dans TM4.

AVESTOR

AVESTOR est une cœntreprise d'Hydro-Québec IndusTech et de Kerr-McGee Stored Power. En 2004, AVESTOR a recentré ses activités sur le marché des télécommunications. Elle consacre actuellement ses efforts à la production et à la commercialisation d'une gamme de batteries au lithium-métal-polymère (LMP) capables d'alimenter les relais de réseaux de télécommunications en cas de panne d'électricité. Comme ce marché présente des perspectives de croissance à court terme, AVESTOR entend y dédier son appareil de production. Au 31 décembre 2004, l'entreprise comptait 240 employés et avait une capitalisation totale de 518 M$.

TM4

TM4 est une filiale d'Hydro-Québec IndusTech. Elle conçoit et commercialise des solutions électrodynamiques à haute densité et à haut rendement énergétique sur mesure pour les secteurs du transport et de la production décentralisée d'énergie électrique.

Le système de motorisation du Quark, conçu, réalisé et mis au point par TM4, a été exposé pour la première fois au stand Peugeot lors du Mondial de l'Automobile 2004 à Paris.

La Cleanova II, dotée d'un système de motorisation hybride également conçu, réalisé et mis au point par TM4, a été présentée au Mondial de l'Automobile 2004 par la Société de Véhicules Électriques, une filiale commune des groupes Dassault et Heuliez.

Nous faisons des investissements stratégiques

Par l'entremise d'Hydro-Québec CapiTech, la filiale de capital-risque d'Hydro-Québec, nous faisons des investissements stratégiques dans des sociétés technolo-jiques dont les activités sont liées aux métiers de base de l'entreprise. Hydro-Québec bénéficie ainsi d'un accès privilégié aux activités d'innovation de l'industrie, ce qui lui permet de repérer les technologies, produits et services susceptibles d'avoir un impact majeur sur ses propres activités. Ce portefeuille d'investissements joue un rôle important dans la veille technologique et commerciale qui sous-tend notre stratégie d'innovation. Par exemple, nous entretenons des liens étroits avec des partenaires financiers et stratégiques au sein de la communauté internationale du capital-risque lié à l'énergie.

Au 31 décembre 2004, nos investissements directs cumulés atteignaient 163 M$ (dont 8 M$ de réinvestissements en 2004), soit 83 % du total de nos investissements en capital-risque. Notre portefeuille d'investissements directs concerne 30 entreprises (seize au Québec, quatre ailleurs au Canada et dix à l'étranger) et se répartit principalement entre les domaines suivants : performance et pérennité du parc d'équipement ; production décentralisée et stockage d'énergie ; technologies habilitantes et technologies de l'infomation. En 2004, nous avons vendu nos participations dans les entreprises Azure Dynamics et STAS, pour une somme globale de plus de 6 M$, ce qui a généré un gain sur disposition de près de 3 M$.

Au 31 décembre 2004, nos investissements indirects cumulés atteignaient 35 M$ (dont 7 M$ de réinvestissements en 2004), soit 17 % du total de nos investissements en capital-risque. Notre portefeuille d'investissements indirects concerne quatre fonds internationaux spécialisés dans l'énergie : Nth Power Technologies Fund I, Nth Power Technologies Fund II, EnerTech Capital Partners II et SAM Private Equity Energy Fund.

Hydro-Québec CapiTech n'a pas fait de nouveaux investissements directs ou indirects en 2004.


vision

Une entreprise responsable

Nous agissons de façon responsable

Hydro-Québec a souscrit au développement durable dès 1989. Ce concept a été défini ainsi, dans le rapport Brundtland, intitulé *Notre avenir à tous*, publié en 1987 dans le cadre de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement : *« répondre aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs »*. Comme le précise la Déclaration de Johannesbourg de 2002, il s'agit de faire progresser à la fois le développement économique, la protection de l'environnement et le développement social. Ce concept se traduit dans nos valeurs et nos politiques, dans les codes d'éthique qui encadrent l'action de nos dirigeants et de nos employés, ainsi que dans nos pratiques et notre gestion quotidienne.

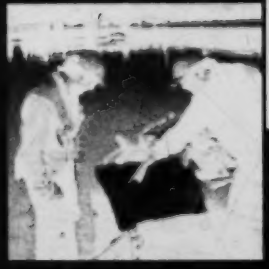
Nous mesurons périodiquement les résultats atteints en vue d'améliorer sans cesse nos façons de faire. Depuis 1995, nous rendons public chaque année le bilan de notre performance environnementale. Notre *Rapport sur le développement durable 2004* s'inspire des lignes directrices de la Global Reporting Initiative, reconnues mondialement.

Nous privilégions des choix énergétiques durables

Hydro-Québec est l'un des plus importants producteurs d'énergie renouvelable d'Amérique du Nord et du monde. Notre production d'électricité est à 96 % d'origine hydraulique, et nous entendons continuer à mettre en valeur le potentiel hydroélectrique du Québec. Grâce à l'hydroélectricité, nous affichons une performance très enviable, notamment sur le plan des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de polluants atmosphériques. Les projets de développement de notre parc d'équipement doivent répondre à trois conditions indissociables : l'acceptabilité du point de vue environnemental, un accueil favorable par les communautés locales et la rentabilité, compte tenu des conditions du marché.

Nous contribuons à soutenir le développement durable en faisant la promotion de l'hydroélectricité, en partageant notre expertise et en travaillant avec des organismes internationaux comme le Conseil mondial de l'énergie, l'Association internationale pour l'hydroélectricité (IHA) et l'Agence internationale de l'énergie. Ainsi, nous avons collaboré avec l'IHA à la publication de principes directeurs en matière de développement durable et à l'élaboration d'un protocole d'application de ces principes aux projets et aux aménagements hydroélectriques. Nous participons aussi à des événements d'envergure comme la Conférence internationale sur les énergies renouvelables et le Symposium des Nations Unies sur l'hydroélectricité et le développement durable. La contribution de l'hydroélectricité (y compris les grands aménagements) au développement énergétique durable de notre planète est désormais admise.

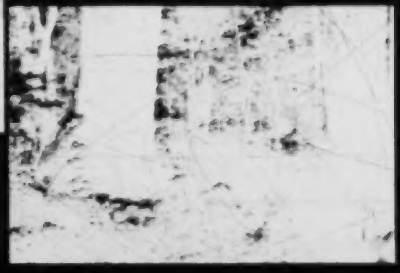
Les recherches démontrent que les réservoirs contribuent très peu aux émissions de GES.





Après récupération, une très grande proportion des matières résiduelles dangereuses traitées sont valorisées.

Protection et mise en valeur du Parc de la forêt ancienne du mont Wright – un des projets financés par la Fondation Hydro-Québec pour l'environnement.



Nous préservons l'environnement

Toutes les divisions et toutes les unités corporatives d'Hydro-Québec exercent leurs activités dans le respect de l'environnement et améliorent sans cesse leur performance en cette matière. Nous favorisons une utilisation responsable des ressources et la préservation de la biodiversité, et nous prenons des mesures pour atténuer ou compenser les impacts de nos projets et de nos activités sur le milieu. Les études environnementales que nous effectuons pour chacun de nos projets nous ont permis, au fil des ans, d'acquérir une connaissance exceptionnelle des milieux naturel et humain dans lesquels nous intervenons. Nous réalisons ces études en concertation avec les collectivités concernées. Ainsi, les tables d'information et d'échange mises en place dès le début d'un projet nous permettent d'informer la population, de connaître ses préoccupations et d'en tenir compte tout le long de sa réalisation.

Deux nouvelles certifications ISO 14001 ont été obtenues. Ainsi, parmi les employés dont les activités comportent un volet environnemental important, 98 % étaient encadrés par un système de gestion environnementale certifié en 2004, contre 81 % en 2003.

L'étude d'impact sur l'environnement du projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, qui comprend la construction de la centrale de la Sarcelle, a été déposée auprès des autorités compétentes.

En 2004, 93 % de l'énergie produite et achetée par Hydro-Québec provenait de sources renouvelables. Cette proportion pourrait progresser notablement dans les prochaines années, en raison des ententes conclues avec des producteurs d'électricité exploitant la biomasse (39,4 MW) et des producteurs d'énergie éolienne (990 MW).

Hydro-Québec a contribué à la rédaction de *Greenhouse Gas Emissions – Fluxes and Processes*, un document qui dresse un bilan exhaustif de dix ans de recherche sur les émissions de gaz à effet de serre des réservoirs et des plans d'eau naturels. Les chercheurs concluent que l'hydroélectricité est une énergie renouvelable qui contribue très peu aux émissions de GES. Cette publication est le fruit de la collaboration de plusieurs universités et entreprises dans le monde.

À la demande de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec Distribution a ajouté un critère non monétaire fondé sur cinq indicateurs de développement durable pour l'attribution des contrats d'approvisionnement à long terme.

Hydro-Québec Distribution a soumis à la Régie une proposition visant à favoriser l'implantation de l'autoproduction à partir de sources d'énergie renouvelables chez les petits consommateurs d'électricité résidentiels et commerciaux.

Un total de 12 379 tonnes métriques de matières résiduelles dangereuses ont été récupérées sur l'ensemble du territoire québécois. Plus de 87 % des matières résiduelles dangereuses traitées en 2004 ont été valorisées.

La Fondation Hydro-Québec pour l'environnement a financé seize nouveaux projets devant être réalisés dans dix régions du Québec, pour un montant total de plus de 740 000 $.

Hydro-Québec a apporté son soutien à plusieurs organismes environnementaux comme la Fédération québécoise pour le saumon atlantique, la Fondation de la faune du Québec, l'Association québécoise de vérification environnementale, la Fondation Marie-Victorin pour la nature et les sciences, la Fondation québécoise en environnement et Les Amis des Jardins de Métis.

Nous valorisons nos ressources humaines

Hydro-Québec met en œuvre divers programmes et mesures en matière de santé et de sécurité, de recrutement, de formation et de mobilisation afin d'offrir à son personnel un milieu de travail stimulant et respectueux.

Le taux de fréquence des accidents du travail a diminué pour s'établir à 3,34 par 200 000 heures travaillées en 2004, comparativement à 3,49 en 2003.

Pour assurer la relève et diminuer la précarité d'emploi, nous avons comblé 1 150 postes permanents.

Des stages ont été accordés à 176 étudiants universitaires, dont 24 en environnement.

L'indice global de mobilisation des employés a atteint 6,70 sur une échelle de 10, une augmentation de 0,12 par rapport à 2003.

La satisfaction générale de travailler à Hydro-Québec a atteint 8,29 sur une échelle de 10, une hausse de 0,09 par rapport à 2003.

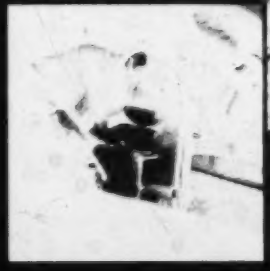
Nous sommes engagés socialement

Depuis de nombreuses années, Hydro-Québec est engagée auprès de centaines d'organismes qui œuvrent pour améliorer le bien-être de la communauté dans les différentes régions du Québec. De plus, nous encourageons le bénévolat de nos employés. Parmi eux, plus de 260 se sont prévalus d'un programme qui leur permet d'obtenir une contribution financière pouvant atteindre 1 000 $ pour l'organisme communautaire dans lequel ils s'impliquent ; en 2004, nos contributions à ce chapitre ont totalisé 200 000 $.

Santé et aide socio-communautaire

Comme chaque année, les employés et les retraités d'Hydro-Québec ont apporté une contribution majeure à Centraide, versant plus de 2,5 M$ en 2004. Hydro-Québec a doublé le montant, comme c'est toujours le cas, ce qui porte la contribution totale à cet organisme à plus de 5 M$, montant redistribué dans toutes les régions du Québec.

Une soixantaine de contributions ont été versées pour soutenir les activités de recherche-développement menées dans des centres hospitaliers régionaux, comme l'hôpital de Chicoutimi et celui de Granby, et dans de grands établissements comme l'Institut de cardiologie de Montréal, l'Hôpital Sainte-Justine de Montréal et le Centre hospitalier universitaire de Québec.



L'entreprise veille à ce que son personnel ait un milieu de travail sécuritaire. Le taux de fréquence des accidents a diminué.



La satisfaction des employés, la clé de la réussite de l'entreprise.



Contribution à Centraide : plus de 5 M$!

Des dons ont été faits à plus de 125 fondations et organismes d'intervention et d'assistance auprès des malades et des personnes en difficulté, comme la Maison Victor-Gadbois, la Fondation Portage, la Fondation québécoise des maladies mentales, la Société Saint-Vincent-de-Paul et la Fondation Père de la Sablonnière.

Nous avons collaboré avec la Fondation Y des femmes pour l'attribution des prix Femmes de mérite au Québec.

Éducation et jeunesse

Hydro-Québec a accordé une aide financière de 3,5 M$ à des universités québécoises, dont 1,65 M$ pour le financement de quinze chaires de recherche dans différents domaines.

L'entreprise a contribué financièrement à la création du Laboratoire de didactique des sciences de l'Université du Québec à Montréal, mis en place avec la collaboration du Centre des sciences de Montréal.

Nous avons attribué quinze bourses à des étudiants de l'Institut en génie de l'énergie électrique.

Nous avons reconduit notre partenariat avec le Conseil de développement du loisir scientifique pour l'organisation des Expo-sciences – manifestations qui visent à stimuler l'intérêt des jeunes pour les carrières scientifiques et technologiques – et parrainé de nouveau la délégation québécoise à l'Expo-sciences internationale.

Nous avons travaillé avec des organismes qui préparent la relève, telles les Jeunes Entreprises du Québec, et soutenu des initiatives comme les Jeux du Commerce, les Jeux de Génie et la Compétition québécoise d'ingénierie.

Nous avons diffusé une conférence intitulée *Eau bleue = Énergie verte* auprès de 2 700 élèves dans diverses écoles primaires et secondaires, afin de les sensibiliser aux avantages environnementaux de l'hydroélectricité.

Culture

Hydro-Québec a commandité plusieurs grands événements populaires, dont le Festival d'été de Québec, l'Épopée de la Manic, le FestiBlues International de Montréal, le Festival en chanson de Petite-Vallée, le Festival international de Lanaudière et le Mondial des Cultures de Drummondville.

Nous avons appuyé de nombreux théâtres en région, par exemple le Théâtre les gens d'en bas, l'Atelier de théâtre l'Eau-vive, la troupe Les Têtes Heureuses, le Théâtre du Tandem et le Théâtre La Manivelle.

Nous avons accordé une aide financière à tous les orchestres symphoniques du Québec, ainsi qu'à d'autres ensembles comme l'Orchestre de chambre McGill, Les Violons du Roy et l'Orchestre de chambre I Musici de Montréal.

Pour une cinquième année consécutive, nous avons soutenu la Compagnie théâtrale Centaur ainsi que le Centre des arts Saidye Bronfman à titre de commanditaire principal. Nous avons également commandité de nombreux autres théâtres, dont le Théâtre du Trident et le Théâtre d'Aujourd'hui.

Nous avons appuyé plusieurs manifestations multiculturelles, dont le Festival du monde arabe, la 11e Semaine italienne de Montréal et le Monde multiculturel des Francofolies de Montréal.

Sport

Hydro-Québec a renouvelé la commandite du Défi sportif des athlètes handicapés et collaboré aux Jeux olympiques spéciaux du Québec.

Nous avons remis 22 bourses de 3 000 $ à de jeunes athlètes amateurs par l'entremise de la Fondation de l'athlète d'excellence du Québec et poursuivi notre association avec les Jeux du Québec.

Nous travaillons avec les collectivités

Hydro-Québec établit des partenariats avec des organismes comme l'Union des producteurs agricoles, l'Union des municipalités du Québec et la Fédération québécoise des Municipalités, ce qui facilite la recherche de solutions mutuellement satisfaisantes dans les dossiers qui touchent l'aménagement du territoire. Nous travaillons aussi avec des organismes socio-économiques tels l'Association des professionnels en développement économique du Québec et l'Institut de développement urbain du Québec. En 2004, nous avons conclu une quarantaine de nouvelles ententes avec de tels organismes. Nous poursuivons également nos efforts en vue de favoriser la participation des communautés autochtones à nos études et à nos projets.

Dans le cadre du Programme de mise en valeur intégrée, nous avons versé 1,7 M$ pour soutenir des initiatives mises de l'avant par les milieux où nous avons réalisé de grands projets de lignes de transport.

Le 19 avril 2004, Hydro-Québec, la Société d'énergie de la Baie James et le Grand Conseil des Cris ont conclu une entente qui prévoit des mesures économiques et sociales telles que la création de partenariats, le recrutement de travailleurs cris et l'attribution de contrats à des entreprises cries. Ainsi, plus de 500 Cris ont travaillé au chantier de l'Eastmain-1 en 2004.

Le 28 janvier 2005, Hydro-Québec a conclu une entente de partenariat avec la municipalité de Baie-James concernant le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert. Aux termes de cette entente, l'entreprise versera 310 M$ sur 50 ans au profit de la communauté jamésienne, à partir de la date d'obtention des autorisations requises.

Nous avons attribué des prix d'excellence à cinq jeunes Autochtones. Quatre étudiants de niveau collégial ont reçu 1 000 $ chacun, et un étudiant de niveau universitaire a reçu 2 000 $. Ce dernier a également été invité à faire un stage de seize semaines en finances dans l'entreprise.

À l'instar des quelque 90 signataires de la Déclaration de principes de la collectivité montréalaise en matière de développement durable, Hydro-Québec collabore à l'élaboration du premier plan stratégique de développement durable de Montréal.

Hydro-Québec a de nouveau commandité les Grands Prix du tourisme québécois et l'Ordre national du mérite agricole.

Les jeunes athlètes amateurs ont reçu 22 bourses de 3 000 $.





L'effectif cri au chantier de l'Eastmain-1 : plus de 500 personnes.

Nous œuvrons à l'échelle internationale

Les activités internationales d'Hydro-Québec ont pour but d'appuyer l'action commerciale de l'entreprise, d'accroître sa visibilité et celle du Québec et d'offrir une aide technique dans le domaine de l'énergie à des pays en développement.

En 2004, nous avons participé à 35 activités de coopération internationale dans une quinzaine de pays, pour la plupart des États membres de la Francophonie avec lesquels nous entretenons des relations privilégiées. Il s'agissait principalement de projets de formation ou de transfert de connaissances techniques. Plusieurs de ces initiatives ont été réalisées en collaboration avec des établissements de la Francophonie (Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, au Burkina Faso, Université Senghor, en Égypte, etc.), des institutions internationales (Banque mondiale et organismes spécialisés de l'ONU) ou des établissements du Québec (École des hautes études commerciales).

Pour se faire connaître et accroître le rayonnement du Québec, Hydro-Québec participe à une variété d'événements ici et ailleurs, comme la Conférence de Montréal et la conférence HydroVision 2004. L'entreprise a mérité le prix du meilleur exposé lors d'un colloque technique en Argentine organisé par la Comisión de Integración Energética Regional.

De plus, dans le cadre de nos opérations de relations internationales et à la demande des unités d'affaires, nous avons accueilli de nombreuses délégations intéressées à nouer des liens avec Hydro-Québec.

En 2004, nous avons adhéré au Pacte mondial des Nations Unies, qui engage les parties prenantes à respecter dix grands principes dans les domaines des droits de la personne, des normes du travail, de la protection de l'environnement et de la lutte contre la corruption. Nous avons été parmi les premières entreprises canadiennes à signer cette déclaration.

Nous avons signé un accord de coopération avec l'entreprise d'électricité nationale du Brésil, Eletrobrás, en vue d'organiser des échanges d'information dans plusieurs domaines et d'explorer des possibilités de contrats.

Les 7 et 8 octobre 2004 ont eu lieu à Montréal les XVII[es] Entretiens du Centre Jacques Cartier. À cette occasion, Hydro-Québec a organisé et animé, en collaboration avec Électricité de France, un colloque intitulé *Le développement durable : un défi pour l'énergie et le transport*.

À l'invitation d'Hydro-Québec, une délégation chilienne composée de parlementaires et de représentants du gouvernement très au fait des questions énergétiques a tenu un séminaire sur l'économie du Chili dans le cadre de la Conférence de Montréal, en juin 2004.



Échanges fructueux à l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, au Burkina Faso.



Prix attribué par la Comisión de Integración Energética Regional, pour le meilleur exposé, lors d'un colloque qui a eu lieu en Argentine.

Nous contribuons à l'enrichissement collectif

Hydro-Québec participe de façon importante au développement économique du Québec par ses activités d'exploitation, ses investissements, ses acquisitions de biens et de services, ses achats d'électricité auprès de producteurs privés ainsi que les activités de ses filiales technologiques. Par exemple, nos acquisitions de biens et de services auprès d'entreprises québécoises ont atteint près de 2,25 G$ en 2004, et ont permis de soutenir des emplois directs estimés à près de 15 000, toutes régions confondues.

Les acquisitions de biens et de services au Québec et hors Québec ont totalisé 2 394 M$, répartis comme suit : 965 M$ pour l'achat de biens, 27 M$ pour les locations, 1 008 M$ pour les travaux et les services spécialisés et 394 M$ pour les services professionnels. Par rapport à 2003, les acquisitions de biens et de services ont progressé de plus de 4 %, principalement en raison de l'augmentation du nombre de projets menés par Hydro-Québec Équipement.

Nous avons effectué près de 94 % de nos acquisitions de biens et de services auprès de fournisseurs établis au Québec. Les biens et les services acquis auprès d'organismes, d'entrepreneurs ou de travailleurs indépendants autochtones ont atteint plus de 220 M$, comparativement à 185 M$ en 2003.

Nous avons établi des partenariats pour assurer le déroulement harmonieux de nos projets et de nos activités. Des comités de retombées économiques ont été mis en place pour favoriser l'attribution de contrats et l'embauche de main-d'œuvre à l'échelle locale et régionale.

Conformément à la politique Nos acquisitions de biens meubles et de services, nous avons revu les principaux marchés à caractère stratégique pour pouvoir répondre aux besoins des prochaines années et ainsi assurer la sécurité d'approvisionnement en biens et services. Cet exercice a permis de consolider nos positions avec les fournisseurs existants et d'en qualifier de nouveaux.

Pour augmenter notre efficacité et réduire les coûts d'acquisition, nous nous sommes efforcés d'identifier conjointement avec nos fournisseurs des pistes d'optimisation pour toute la durée de vie de produits ciblés, dans une approche de coût global.

Afin de maintenir la qualité de nos approvisionnements, nous avons réalisé des exercices de qualification de fournisseurs de services professionnels et mis à jour la liste des fournisseurs qualifiés pour certains secteurs d'activité, comme l'environnement, l'architecture et le génie du bâtiment ainsi que la géomatique.

Nous avons déployé un système qui permet à nos fournisseurs de nous transmettre leurs factures par courriel ou au moyen d'un protocole d'échange de données informatisées. L'échange de factures par voie électronique accélère le traitement et génère des économies pour toutes les parties concernées.

Nous avons continué d'assurer un traitement équitable et confidentiel à nos fournisseurs. En 2004, le nombre de plaintes et de représentations est passé de 20 à 14.

ACQUISITIONS D'HYDRO-QUÉBEC PAR RÉGIONS ADMINISTRATIVES[a] (K$)

	Acquisition de services[b]	Acquisition de biens[c]	Total
Abitibi-Témiscamingue (08)	18 975	9 401	28 376
Bas-Saint-Laurent (01)	14 240	1 858	16 098
Capitale-Nationale (03)	170 720	49 175	219 895
Centre-du-Québec (17)	50 255	21 720	71 975
Chaudière-Appalaches (12)	65 030	23 251	88 281
Côte-Nord (09)	81 244	14 576	95 820
Estrie (05)	9 593	6 864	16 457
Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine (11)	4 349	744	5 093
Lanaudière (14)	21 019	49 133	70 152
Laurentides (15)	45 818	13 337	59 155
Laval (13)	61 828	26 578	88 406
Mauricie (04)	121 030	29 121	150 151
Montérégie (16)	104 369	196 234	300 603
Montréal (06)	457 775	406 130	863 905
Nord-du-Québec (10)	11 434	2 507	13 941
Outaouais (07)	4 518	15 348	19 866
Saguenay–Lac-Saint-Jean (02)	108 185	29 722	137 907
Total	**1 350 382**	**895 699**	**2 246 081**

a) Montants facturés par les fournisseurs établis dans la région administrative.
b) Services spécialisés, services professionnels et travaux.
c) Achat et location de biens.


grandir

Analyse par la Direction

La présente analyse par la Direction doit être lue conjointement avec les états financiers consolidés d'Hydro-Québec et les notes s'y rapportant. L'information financière présentée ci-après ainsi que les sommes inscrites dans les tableaux sont exprimées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Les états financiers consolidés tiennent compte de certaines pratiques comptables propres aux entreprises réglementées. Ces pratiques concernent notamment les éléments suivants : la capitalisation des coûts nets liés aux cessions d'immobilisations et d'actifs incorporels; le remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998; les frais reportés liés au versement d'incitatifs à la clientèle visée par l'abrogation du tarif bi-énergie BT, amortis à partir du 1er avril 2006; les frais reportés liés au *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* ainsi que leur amortissement; la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, qui comprend les rendements de l'avoir de l'actionnaire autorisés par la Régie de l'énergie. De plus, la méthode d'établissement du coût de la dette acceptée par la Régie tient compte de l'impact des instruments dérivés à long terme utilisés dans le cadre de la gestion intégrée.

Hydro-Québec tient à rappeler que cette analyse, et principalement la section Perspectives, contient des énoncés basés sur des estimations et sur des hypothèses concernant ses résultats futurs et le cours des événements. Étant donné les incertitudes et les risques inhérents à tout énoncé prospectif, les résultats réels d'Hydro-Québec pourraient différer sensiblement des résultats prévus. Par ailleurs, certaines données financières et d'exploitation des années antérieures ont été reclassées en fonction du mode de présentation de l'exercice 2004. Signalons enfin que les renseignements contenus dans la présente tiennent compte de tout événement important survenu avant le 16 mars 2005.

Revue financière
55 Analyse par la Direction
75 Rapport de la Direction
76 Rapport des vérificateurs

États financiers consolidés
77 Résultats consolidés
77 Bénéfices non répartis consolidés
78 Bilan consolidé
79 Flux de trésorerie consolidés
80 Notes complémentaires aux états financiers consolidés
108 Renseignements complémentaires

Analyse par la Direction

La présente analyse par la Direction doit être lue conjointement avec les états financiers consolidés d'Hydro-Québec et les notes s'y rapportant. L'information financière présentée ci-après ainsi que les sommes inscrites dans les tableaux sont exprimées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Les états financiers consolidés tiennent compte de certaines pratiques comptables propres aux entreprises réglementées. Ces pratiques concernent notamment les éléments suivants : la capitalisation des coûts nets liés aux cessions d'immobilisations et d'actifs incorporels ; le remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998 ; les frais reportés liés au versement d'incitatifs à la clientèle visée par l'abrogation du tarif bi-énergie BT, amortis à partir du 1er avril 2006 ; les frais reportés liés au *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* ainsi que leur amortissement ; la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, qui comprend les rendements de l'avoir de l'actionnaire autorisés par la Régie de l'énergie. De plus, la méthode d'établissement du coût de la dette acceptée par la Régie tient compte de l'impact des instruments dérivés à long terme utilisés dans le cadre de la gestion intégrée.

Hydro-Québec tient à rappeler que cette analyse, et principalement la section Perspectives, contient des énoncés basés sur des estimations et sur des hypothèses concernant ses résultats futurs et le cours des événements. Étant donné les incertitudes et les risques inhérents à tout énoncé prospectif, les résultats réels d'Hydro-Québec pourraient différer sensiblement des résultats prévus. Par ailleurs, certaines données financières et d'exploitation des années antérieures ont été reclassées en fonction du mode de présentation de l'exercice 2004. Signalons enfin que les renseignements contenus dans la présente tiennent compte de tout événement important survenu avant le 16 mars 2005.

Revue financière

55 Analyse par la Direction
75 Rapport de la Direction
76 Rapport des vérificateurs

États financiers consolidés

77 Résultats consolidés
77 Bénéfices non répartis consolidés
78 Bilan consolidé
79 Flux de trésorerie consolidés
80 Notes complémentaires aux états financiers consolidés
108 Renseignements complémentaires

Vue d'ensemble

Le bénéfice net s'élève à 2,4 G$, en hausse de 497 M$ par rapport à 2003. Cette augmentation s'explique principalement par la réduction importante de nos frais financiers et par un gain sur la vente de notre participation dans Noverco, deux éléments qui ont largement compensé la baisse du bénéfice d'exploitation.

Les frais financiers ont atteint 2,3 G$, soit une réduction de 395 M$ (14,9 %) par rapport à 2003. Cette baisse a une double origine : d'une part, l'incidence de l'appréciation du dollar canadien sur le remboursement des dettes et des swaps libellés en dollars américains ; d'autre part, le gain de change constaté lors de la révision à la baisse de la couverture naturelle entre les dettes et les ventes en dollars américains.

Le bénéfice d'exploitation a marqué une baisse de 144 M$ (3,2 %) pour s'établir à 4,4 G$. Atténuée par des ajustements tarifaires entrés en vigueur en 2004 après un gel de plus de cinq ans, cette baisse résulte de la diminution des transactions liées aux ventes d'électricité hors Québec, conjuguée à une augmentation des charges d'exploitation – principalement le coût constaté au régime de retraite – et de l'amortissement.

Les produits ont totalisé 10,7 G$, soit 189 M$ (1,8 %) de plus qu'en 2003. Les ajustements tarifaires de 2004 ont plus que compensé la diminution des transactions liées aux ventes d'électricité hors Québec. Il est à noter que ce recul résulte d'une gestion prudente des réserves énergétiques au premier semestre, la Société ayant choisi de limiter les exportations et d'augmenter les achats d'électricité et de combustible afin de reconstituer les stocks. Au deuxième semestre, le fléchissement de la demande de la clientèle industrielle au Québec a permis de relancer nos transactions sur les marchés extérieurs.

Le rendement de l'avoir propre s'est chiffré à 15,5 %, contre 13,2 % en 2003, tandis que **la marge bénéficiaire** a augmenté de 4,4 % pour s'établir à 22,8 %, ce qui atteste notre bonne performance financière.

Les fonds générés par l'exploitation ont atteint 4,0 G$, soit un niveau légèrement supérieur à celui de 2003. Conjugués aux produits de la cession de notre participation dans Noverco (900 M$) et de notre placement dans la Meiya Power Company (110 M$, dont 104 M$ ont été encaissés), ces fonds ont notamment permis de rembourser près de 1 G$ de dette à long terme, de verser les dividendes de 965 M$ déclarés en 2003 et de financer nos **investissements**, qui ont totalisé 3,2 G$ en 2004, contre 3,1 G$ en 2003. Les investissements de 2004, parmi les plus élevés des dix dernières années, reflètent le retour aux grands projets qui s'est amorcé en 2003. Les secteurs Production et Transport ont été les principaux concernés.

Les dividendes déclarés s'élèvent à 1 350 M$, contre 965 M$ en 2003. Avec ce huitième versement consécutif – le plus important à ce jour –, nous allons porter à près de 5,3 G$ le total des sommes versées à notre actionnaire depuis 1998.

Bénéfice net* et dividendes déclarés



Produits



Investissements en immobilisations et en actifs incorporels



* *Les données de 2000 à 2003 ont été redressées par suite de l'application rétroactive des normes relatives à la conversion de devises ainsi qu'aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les données publiées sont présentées dans la section Renseignements complémentaires – Rétrospective quinquennale.*

Résultats consolidés

Dans cette analyse, Hydro-Québec désigne le groupe constitué par la société d'État Hydro-Québec (la Société) et par les entreprises dans lesquelles cette dernière détient une participation.

Notre analyse porte sur les résultats consolidés et sur la situation financière d'Hydro-Québec ainsi que sur la gestion intégrée de ses risques d'entreprise. Nous présentons ensuite les résultats d'exploitation, les activités d'investissement et la gestion des risques de chaque secteur, suivis de nos perspectives pour 2005.

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net a atteint 2 435 M$, en hausse de 497 M$ (25,6 %) par rapport à 2003. Cette progression est principalement attribuable à une gestion active de la dette – amorcée il y a plusieurs années – et à une conjoncture favorable sur le marché des capitaux, ce qui nous a permis de réduire nos frais financiers de 395 M$. S'ajoute à cela la valorisation de notre participation dans Noverco, qui a généré un gain sur disposition de 265 M$. Ces facteurs ont largement compensé la diminution de 144 M$ (3,2 %) du bénéfice d'exploitation et ont eu pour effet d'améliorer l'ensemble de nos ratios financiers.

Les produits ont augmenté de 189 M$ (1,8 %) pour s'établir à 10 698 M$. Au Québec, les ventes d'électricité se sont chiffrées à 8 922 M$, en hausse de 344 M$ (4,0 %) sur 2003. Ce résultat tient surtout à l'application – après plus de cinq ans de gel – d'ajustements tarifaires qui ont généré des revenus additionnels de 321 M$. Par contre, le volume des ventes d'électricité au Québec a diminué de 1,2 TWh. Cette situation découle principalement d'une réduction de 2,9 TWh des ventes à la clientèle industrielle par suite de fermetures d'usines et d'une grève à l'aluminerie de Bécancour, ce qui a entraîné un recul de 80 M$ de notre chiffre d'affaires pour cette clientèle par rapport à 2003. La croissance du volume des ventes aux autres clientèles, de l'ordre de 1,7 TWh, a partiellement contrebalancé ce recul et a généré des produits additionnels de 103 M$ par rapport à 2003.

Sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont diminué de 261 M$ (19,4 %) pour s'établir à 1 084 M$. Cette diminution résulte principalement de l'effort de reconstitution des stocks énergétiques déployé au premier semestre. Toutefois, le fléchissement de la demande industrielle nous a permis de profiter des occasions d'affaires sur les marchés extérieurs au deuxième semestre, si bien que pour l'exercice 2004, nous avons réalisé des ventes hors Québec de 14,4 TWh, contre 15,8 TWh en 2003.

	2004	2003
RÉSULTATS ET DIVIDENDES (M$)		
Produits	**10 698**	10 509
Bénéfice net	**2 435**	1 938
Dividendes déclarés	**1 350**	965
BILAN (M$)		
Actif total	**58 036**	57 731
Immobilisations	**51 589**	50 904
Dette à long terme, y compris la tranche à moins d'un an	**34 469**	35 980
Avoir de l'actionnaire	**16 220**	15 128
RATIOS		
Rendement de l'avoir propre (%)	**15,5**	13,2
Taux moyen du coût de la dette (%)	**7,3**	8,0
Marge bénéficiaire (%)	**22,8**	18,4
Taux de capitalisation (%)	**32,8**	29,9
Taux d'autofinancement (%)	**74,2**	53,1
Couverture des intérêts	**1,72**	1,65

Les charges totales ont atteint 6 296 M$, soit 333 M$ (5,6 %) de plus qu'en 2003. Cette évolution tient surtout au fait que les charges d'exploitation ont augmenté de 94 M$ (4,3 %), tandis que l'amortissement a marqué une hausse de 111 M$ (6,1 %). Cependant, n'eût été la fin, en 2004, de l'application d'un crédit constaté au régime de retraite – crédit qui s'établissait à 73 M$ en 2003 –, la hausse des charges d'exploitation aurait été inférieure à la progression inhérente de la masse salariale, et ce, en raison d'efforts de rationalisation des coûts. Signalons par ailleurs qu'en conformité avec nos engagements, nous avons maintenu les charges d'exploitation, hors filiales et participations, au niveau prévu de 2003, et que nous entendons faire de même en 2005. Quant à la majoration de la charge d'amortissement, elle s'explique principalement par la mise en service de plusieurs installations, dont la centrale de la Sainte-Marguerite-3.

Les frais financiers ont totalisé 2 261 M$, contre 2 656 M$ en 2003, soit une diminution de 395 M$ (14,9 %). Pour une deuxième année consécutive, l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain nous a servi de levier pour la gestion de la dette. En effet, la valeur moyenne du dollar canadien est passée de 0,714 $ US en 2003 à 0,768 $ US en 2004. Cette appréciation de 7,6 %, dont l'incidence sur le remboursement des dettes et des swaps libellés en dollars américains a atteint 231 M$, a compté pour plus de la moitié de la réduction de nos frais financiers. Le reste tient surtout à un gain de change constaté lors de la révision à la baisse de la couverture naturelle entre les dettes et les ventes en dollars américains.

Les activités abandonnées ont contribué à hauteur de 303 M$ au bénéfice net, contre 52 M$ en 2003. Le gain de 265 M$ réalisé sur la cession de notre participation dans Noverco est à l'origine de cette hausse.

Situation financière

Activités d'exploitation

Les activités d'exploitation ont généré 4 000 M$ en 2004, contre 3 795 M$ en 2003. Ces fonds ont notamment servi à financer la relance de nos investissements, amorcée en 2003, à rembourser une partie de la dette et à verser les dividendes déclarés en 2003. Le taux d'autofinancement est passé de 53,1 % en 2003 à 74,2 % en 2004.

Activités d'investissement

En 2003, Hydro-Québec a amorcé un important cycle d'investissement en immobilisations et en actifs incorporels. Nous avons consacré 3,2 G$ à ce chapitre en 2004, contre 3,1 G$ en 2003, soit une augmentation de 174 M$ (5,7 %). Plus de 1,8 G$ a été affecté à des projets de développement du parc de production, dont la poursuite de la construction des centrales de l'Eastmain-1, de la Toulnustouc et Mercier, l'achèvement de la centrale du Rocher-de-Grand-Mère et la mise en chantier de la centrale de la Péribonka. À terme, ces cinq projets ajouteront plus de 1 500 MW de puissance installée à notre parc et produiront plus de 8 TWh d'électricité par année. Nous avons également poursuivi les travaux de réhabilitation des centrales de Beauharnois, aux Outardes-3 et aux Outardes-4, notamment. En outre, nous avons entrepris l'avant-projet du complexe de la Romaine tout en menant à bien l'étude d'impact du projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, auquel s'est ajoutée la centrale de la Sarcelle. Mentionnons enfin que le projet des aménagements de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs a franchi l'étape des audiences publiques et que nous comptons obtenir les autorisations gouvernementales en 2005.

Par ailleurs, Hydro-Québec TransÉnergie a investi 733 M$, dont 595 M$ dans le réseau de transport afin de répondre à la croissance de la demande, de maintenir ou d'améliorer la qualité de ses actifs et d'intégrer au réseau électrique les futures centrales de la Toulnustouc et de l'Eastmain-1. Elle a aussi investi 138 M$ en Amérique du Sud par l'entremise d'Hydro-Québec International. Hydro-Québec Distribution a investi 607 M$ pour répondre à la croissance de la demande résidentielle, renouveler des équipements à la fin de leur vie utile et améliorer la qualité du service. Elle a également continué à développer le Système d'information clientèle (SIC), un projet amorcé en 2003 dans le but de moderniser ses systèmes informatiques et d'améliorer ses pratiques commerciales et administratives.

Rappelons qu'Hydro-Québec Équipement et la Société d'énergie de la Baie James réalisent la plupart des projets d'ingénierie et de construction d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Activités de financement

Les emprunts d'Hydro-Québec, y compris les encaissements ou décaissements liés à la gestion du risque de crédit et autres financements, se sont chiffrés à 1 557 M$ en 2004, contre 2 767 M$ en 2003. Initialement, Hydro-Québec prévoyait emprunter 2,5 G$ en 2004. Toutefois, la vente d'actifs qui ont rapporté plus de 1,0 G$ a eu pour effet de réduire d'autant les besoins de financement pour l'exercice. En l'occurrence, Hydro-Québec a reçu 900 M$ pour la vente de sa participation dans Noverco, et 110 M$ (dont 104 M$ ont été encaissés) pour la vente de son placement dans la société chinoise Meiya Power Company.

L'essentiel des fonds empruntés en 2004 a été recueilli grâce à la réouverture, le 16 janvier, le 6 février et le 3 décembre 2004, de l'émission d'obligations lancée en 1999 et venant à échéance en février 2035. Ces trois réouvertures ont permis de réunir une somme additionnelle de 1 704 M$ à un taux moyen de 5,58 %.

Deux financements d'un montant total de 180 M$ ont aussi été réalisés moyennant l'émission de billets à taux variable qui viennent à échéance en 2007.

De plus, il est à noter que les transactions conclues dans le cadre d'ententes qu'Hydro-Québec a signées pour atténuer les risques de contrepartie ont entraîné des sorties de fonds de 438 M$.

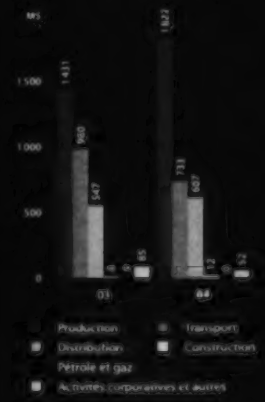
Risques financiers

Les risques financiers associés à la volatilité des taux d'intérêt, des taux de change et du prix de l'aluminium font l'objet d'une gestion intégrée active. Cette gestion vise à limiter l'incidence des fluctuations défavorables de ces facteurs sur les résultats de la Société, selon des critères qui sont déterminés chaque année en fonction de sa tolérance au risque.

M$	2000	2001	2002	2003	**2004**
Émissions	2 116	4 688[a]	2 170	2 767	**1 557**
Rachats	(3 007)	(3 574)	(2 524)	(3 524)	**(2 533)**

a) Comprend un emprunt de 1,6 G$ pour l'acquisition, en octobre 2000, de la société Transelec.

Investissements en immobilisations et en actifs incorporels par secteurs



Émission nette (remboursement net) de la dette à long terme



SOURCES DE FINANCEMENT PRÉAUTORISÉES

La Société dispose des sources de financement préautorisées suivantes :

Type de financement	Volume autorisé	Marché	Encours au 31 décembre 2004
Marges de crédit	350 M$ US ou 350 M$ CA		–
	40 M$ CA		–
	110 M$ US		–
Ligne de crédit de soutien[a]	1 500 M$ US		–
Papier commercial[a]	2 250 M$ US ou l'équivalent en $ CA	États-Unis ou Canada	44 M$ CA
Billets à moyen terme[a]	3 000 M$ US ou l'équivalent en d'autres monnaies	États-Unis	829 M$ US
	4 000 M$ US ou l'équivalent en d'autres monnaies	Euromarché	1 334 M$ US
	12 000 M$ CA	Canada	8 296 M$ CA

a) Financement garanti par le gouvernement du Québec.

COTES DE CRÉDIT

Le tableau ci-dessous présente les cotes de crédit d'Hydro-Québec :

	2004	2003
Agences américaines		
Moody's	**A1 positif**	A1 positif
Fitch Ratings	**AA- stable**	AA- stable
Standard & Poor's	**A+ stable**	A+ stable
Agence canadienne		
DBRS	**A positif**	A positif

Dividendes et taux de capitalisation

Des dividendes de 1 350 M$, soit 55,4 % du bénéfice net, ont été déclarés pour l'exercice 2004, la Société ayant rempli toutes les conditions nécessaires. En effet, le taux de capitalisation d'Hydro-Québec était de 34,6 % à la fin de l'exercice. À la suite du versement des dividendes à l'actionnaire, notre taux de capitalisation s'établira à 32,8 %, comparativement à 29,9 % en 2003. Cette augmentation s'explique par notre bonne performance financière en 2004.

Les dividendes déclarés en 2004 constitueront le huitième versement consécutif à notre actionnaire et porteront à près de 5,3 G$ le total des sommes versées depuis 1998.

Gestion intégrée des risques d'entreprise

Comme toute grande entreprise, Hydro-Québec doit gérer un portefeuille très varié de risques inhérents à ses activités. Ce portefeuille comprend des risques financiers, des risques liés à l'hydraulicité, au climat et à la gestion du réseau électrique, des risques économiques et environnementaux ainsi que des risques liés à la réglementation, pour ne citer que les principaux.

Depuis plusieurs années maintenant, nous exerçons un suivi des risques intégré aux processus d'affaires – y compris la planification stratégique et opérationnelle – et à la gestion des projets et des filiales. Pour systématiser et uniformiser la gestion de risques dans l'ensemble de nos activités, nous misons sur la formation, sur des services-conseils et sur des processus normalisés qui favorisent une compréhension commune de ce concept, dans le cadre d'une politique globale de gestion de risques.

De plus, nous poursuivons l'amélioration des mécanismes de communication, de reddition de comptes et d'intégration des risques, en renforçant les liens entre les unités d'affaires, les unités corporatives et la Direction de l'entreprise.

Enfin, nous avons mis en route un projet visant à modifier nos processus de gouvernance afin de nous rapprocher le plus possible du modèle défini par la loi américaine Sarbanes-Oxley, qui concerne les entreprises cotées en Bourse.

Information sectorielle

En 1997, la Société a créé la division Hydro-Québec TransÉnergie pour se conformer aux règles du marché de gros nord-américain. Par la suite, elle a poursuivi la séparation fonctionnelle de ses activités, créant d'autres divisions afin de tirer profit de la restructuration des marchés de l'électricité.

Comme en 2003, nos activités d'exploitation se répartissent entre les secteurs Production, Transport, Distribution, Construction et Pétrole et gaz, auxquels s'ajoutent les Activités corporatives et autres. Toutefois, certains changements ont été apportés à la structure organisationnelle au cours de l'exercice 2004 :

- La gestion des télécommunications de service d'Hydro-Québec, auparavant assurée par Hydro-Québec TransÉnergie, a été prise en charge par le Centre de services partagés, qui fait partie des Activités corporatives et autres.
- Depuis la cession de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco le 30 juin 2004, Hydro-Québec Pétrole et gaz n'est plus active dans le domaine du transport par pipeline du pétrole, du gaz naturel et des liquides du gaz naturel, ni dans la distribution gazière. La division concentre désormais ses efforts sur les activités et les investissements de l'entreprise liés à l'exploration gazière et pétrolière.

Faits saillants sectoriels

La dette et les frais financiers étant gérés pour l'ensemble de la Société et répartis entre les différents secteurs d'exploitation, nous présentons ci-dessous le bénéfice avant frais financiers de chaque secteur. En 2004, comme en 2003, la diminution des frais financiers a amélioré les résultats de chacun des secteurs.

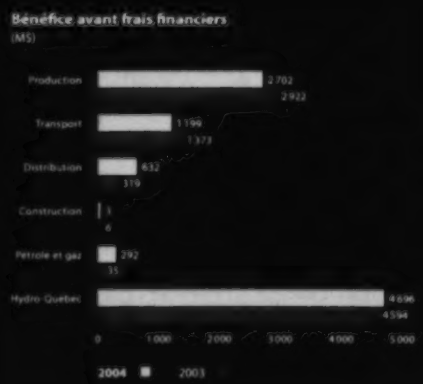
Le secteur **Production** a enregistré un bénéfice avant frais financiers de 2 702 M$, contre 2 922 M$ en 2003. La réduction des exportations nettes d'électricité en raison de l'effort de reconstitution des réserves énergétiques au premier semestre ainsi que la hausse de la charge d'amortissement sont les principales causes de cette diminution.

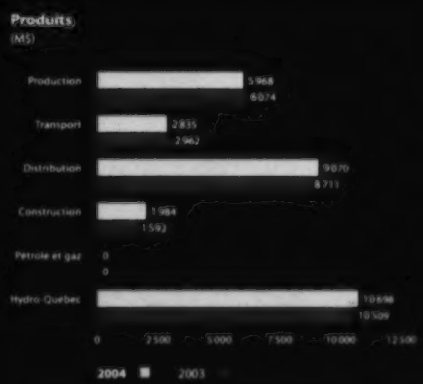
Le secteur **Transport** a inscrit un bénéfice avant frais financiers de 1 199 M$, comparativement à 1 373 M$ en 2003. Ce résultat est surtout attribuable à une baisse de la demande pour le service de transport de point à point à long terme par suite de la diminution des exportations d'électricité du producteur.

Le secteur **Distribution** a réalisé un bénéfice avant frais financiers de 632 M$, contre 319 M$ en 2003. Cette amélioration provient essentiellement des ajustements tarifaires entrés en vigueur en 2004 après plus de cinq ans de gel.

Le secteur **Construction** a enregistré un volume d'activité de 1 984 M$, comparativement à 1 592 M$ en 2003. Cette progression s'explique par la relance, amorcée en 2003, des activités de construction d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Le secteur **Pétrole et gaz** a inscrit un bénéfice avant frais financiers de 292 M$, contre 35 M$ en 2003. La valorisation de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco explique ce résultat.





SOURCES DE FINANCEMENT PRÉAUTORISÉES

La Société dispose des sources de financement préautorisées suivantes :

Type de financement	Volume autorisé	Marché	Encours au 31 décembre 2004
Marges de crédit	350 M$ US ou 350 M$ CA		–
	40 M$ CA		–
	110 M$ US		–
Ligne de crédit de soutien[a]	1 500 M$ US		–
Papier commercial[a]	2 250 M$ US ou l'équivalent en $ CA	États-Unis ou Canada	44 M$ CA
Billets à moyen terme[a]	3 000 M$ US ou l'équivalent en d'autres monnaies	États-Unis	829 M$ US
	4 000 M$ US ou l'équivalent en d'autres monnaies	Euromarché	1 334 M$ US
	12 000 M$ CA	Canada	8 296 M$ CA

a) Financement garanti par le gouvernement du Québec.

COTES DE CRÉDIT

Le tableau ci-dessous présente les cotes de crédit d'Hydro-Québec :

	2004	2003
Agences américaines		
Moody's	**A1 positif**	A1 positif
Fitch Ratings	**AA- stable**	AA- stable
Standard & Poor's	**A+ stable**	A+ stable
Agence canadienne		
DBRS	**A positif**	A positif

Dividendes et taux de capitalisation

Des dividendes de 1 350 M$, soit 55,4 % du bénéfice net, ont été déclarés pour l'exercice 2004, la Société ayant rempli toutes les conditions nécessaires. En effet, le taux de capitalisation d'Hydro-Québec était de 34,6 % à la fin de l'exercice. À la suite du versement des dividendes à l'actionnaire, notre taux de capitalisation s'établira à 32,8 %, comparativement à 29,9 % en 2003. Cette augmentation s'explique par notre bonne performance financière en 2004.

Les dividendes déclarés en 2004 constitueront le huitième versement consécutif à notre actionnaire et porteront à près de 5,3 G$ le total des sommes versées depuis 1998.

Gestion intégrée des risques d'entreprise

Comme toute grande entreprise, Hydro-Québec doit gérer un portefeuille très varié de risques inhérents à ses activités. Ce portefeuille comprend des risques financiers, des risques liés à l'hydraulicité, au climat et à la gestion du réseau électrique, des risques économiques et environnementaux ainsi que des risques liés à la réglementation, pour ne citer que les principaux.

Depuis plusieurs années maintenant, nous exerçons un suivi des risques intégré aux processus d'affaires – y compris la planification stratégique et opérationnelle – et à la gestion des projets et des filiales. Pour systématiser et uniformiser la gestion de risques dans l'ensemble de nos activités, nous misons sur la formation, sur des services-conseils et sur des processus normalisés qui favorisent une compréhension commune de ce concept, dans le cadre d'une politique globale de gestion de risques.

De plus, nous poursuivons l'amélioration des mécanismes de communication, de reddition de comptes et d'intégration des risques, en renforçant les liens entre les unités d'affaires, les unités corporatives et la Direction de l'entreprise.

Enfin, nous avons mis en route un projet visant à modifier nos processus de gouvernance afin de nous rapprocher le plus possible du modèle défini par la loi américaine Sarbanes-Oxley, qui concerne les entreprises cotées en Bourse.

Information sectorielle

En 1997, la Société a créé la division Hydro-Québec TransÉnergie pour se conformer aux règles du marché de gros nord-américain. Par la suite, elle a poursuivi la séparation fonctionnelle de ses activités, créant d'autres divisions afin de tirer profit de la restructuration des marchés de l'électricité.

Comme en 2003, nos activités d'exploitation se répartissent entre les secteurs Production, Transport, Distribution, Construction et Pétrole et gaz, auxquels s'ajoutent les Activités corporatives et autres. Toutefois, certains changements ont été apportés à la structure organisationnelle au cours de l'exercice 2004 :

La gestion des télécommunications de service d'Hydro-Québec, auparavant assurée par Hydro-Québec TransÉnergie, a été prise en charge par le Centre de services partagés, qui fait partie des Activités corporatives et autres.

Depuis la cession de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco le 30 juin 2004, Hydro-Québec Pétrole et gaz n'est plus active dans le domaine du transport par pipeline du pétrole, du gaz naturel et des liquides du gaz naturel, ni dans la distribution gazière. La division concentre désormais ses efforts sur les activités et les investissements de l'entreprise liés à l'exploration gazière et pétrolière.

Faits saillants sectoriels

La dette et les frais financiers étant gérés pour l'ensemble de la Société et répartis entre les différents secteurs d'exploitation, nous présentons ci-dessous le bénéfice avant frais financiers de chaque secteur. En 2004, comme en 2003, la diminution des frais financiers a amélioré les résultats de chacun des secteurs.

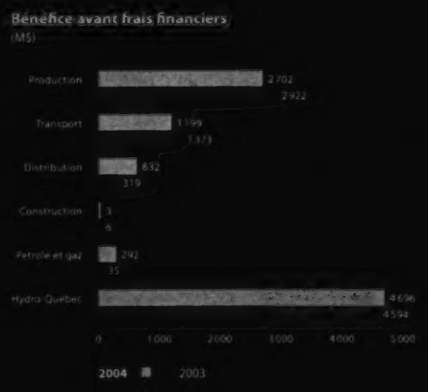
Le secteur **Production** a enregistré un bénéfice avant frais financiers de 2 702 M$, contre 2 922 M$ en 2003. La réduction des exportations nettes d'électricité en raison de l'effort de reconstitution des réserves énergétiques au premier semestre ainsi que la hausse de la charge d'amortissement sont les principales causes de cette diminution.

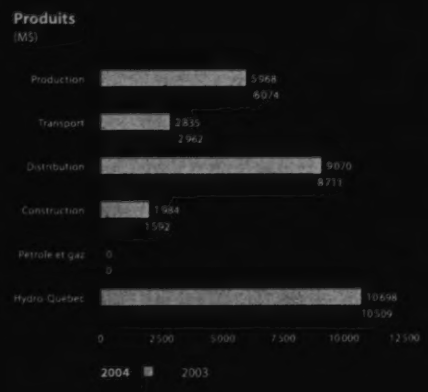
Le secteur **Transport** a inscrit un bénéfice avant frais financiers de 1 199 M$, comparativement à 1 373 M$ en 2003. Ce résultat est surtout attribuable à une baisse de la demande pour le service de transport de point à point à long terme par suite de la diminution des exportations d'électricité du producteur.

Le secteur **Distribution** a réalisé un bénéfice avant frais financiers de 632 M$, contre 319 M$ en 2003. Cette amélioration provient essentiellement des ajustements tarifaires entrés en vigueur en 2004 après plus de cinq ans de gel.

Le secteur **Construction** a enregistré un volume d'activité de 1 984 M$, comparativement à 1 592 M$ en 2003. Cette progression s'explique par la relance, amorcée en 2003, des activités de construction d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Le secteur **Pétrole et gaz** a inscrit un bénéfice avant frais financiers de 292 M$, contre 35 M$ en 2003. La valorisation de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco explique ce résultat.





Production

Hydro-Québec Production fournit un maximum de 165 TWh d'électricité patrimoniale par année à Hydro-Québec Distribution, à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Au-delà de ce volume, la division vend sa production sur les marchés régionaux du nord-est du continent, dont celui du Québec, aux prix du marché.

La division exploite un parc de production composé de 58 centrales. Ses investissements servent un double objectif : assurer la pérennité du parc en place et développer le potentiel hydroélectrique du Québec.

Résultats d'exploitation

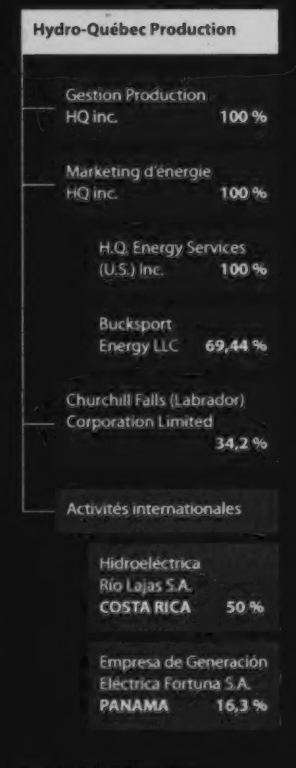
Pour l'exercice 2004, Hydro-Québec Production a enregistré un bénéfice net de 1 664 M$, comparativement à 1 751 M$ en 2003, soit une baisse de 87 M$ (5,0 %). Cette situation résulte d'un fléchissement des transactions liées aux ventes d'électricité à court terme sur les marchés hors Québec et d'une hausse des achats d'électricité au premier semestre par suite d'un effort de reconstitution des stocks énergétiques. Au deuxième semestre, la division a compensé un ralentissement de la demande de la part du distributeur par une reprise des transactions liées aux ventes à court terme. Les frais financiers ont aussi diminué de 133 M$ pour s'établir à 1 038 M$.

Ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution

Les ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution ont totalisé 165,3 TWh, comparativement à 166,7 TWh en 2003. Notons toutefois que le volume maximal d'électricité patrimoniale n'a pas été atteint en 2004 ni en 2003, étant donné que les ventes au distributeur comprennent des éléments exclus du volume d'électricité patrimoniale, dont le volume pour la bi-énergie. Le recul de 1,4 TWh (0,8 %) par rapport à 2003 s'est fait sentir au cours des derniers mois de l'exercice, par suite de la fermeture d'usines et d'un conflit de travail dans le secteur de la fonte et de l'affinage. Par contre, les produits générés par les ventes au distributeur ont augmenté de 44 M$ pour s'établir à 4 557 M$, surtout en raison de la hausse du prix de l'électricité fournie pour la bi-énergie.

Ventes d'électricité hors Québec

Les ventes d'électricité hors Québec ont atteint 14,4 TWh, pour un chiffre d'affaires de 1 084 M$. La baisse de 261 M$ du chiffre d'affaires par rapport à 2003 s'explique principalement par une réduction du volume des ventes à court terme au premier semestre en raison de l'effort de reconstitution des stocks énergétiques. Cependant, la diminution des ventes à Hydro-Québec Distribution dans la deuxième moitié de l'exercice a permis la reprise progressive des ventes à court terme sur les marchés hors Québec. Quant aux sorties nettes des réservoirs au titre des ventes hors Québec, compte tenu des produits associés aux instruments dérivés liés à l'énergie, elles ont rapporté 384 M$ pour 1,5 TWh en 2004, comparativement à 596 M$ pour 4,0 TWh en 2003. Le reste des ventes, soit 12,9 TWh en 2004, contre 11,8 TWh en 2003, correspond essentiellement à des opérations de courtage sur les marchés américains. Grâce à des mesures d'optimisation, les sorties nettes des réservoirs, conjuguées aux opérations de courtage, ont généré une contribution très appréciable équivalant à 25 ¢/kWh en 2004, par rapport à 15 ¢/kWh en 2003.



Production

Hydro-Québec Production fournit un maximum de 165 TWh d'électricité patrimoniale par année à Hydro-Québec Distribution, à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Au-delà de ce volume, la division vend sa production sur les marchés régionaux du nord-est du continent, dont celui du Québec, aux prix du marché.

La division exploite un parc de production composé de 58 centrales. Ses investissements servent un double objectif : assurer la pérennité du parc en place et développer le potentiel hydroélectrique du Québec.

Résultats d'exploitation

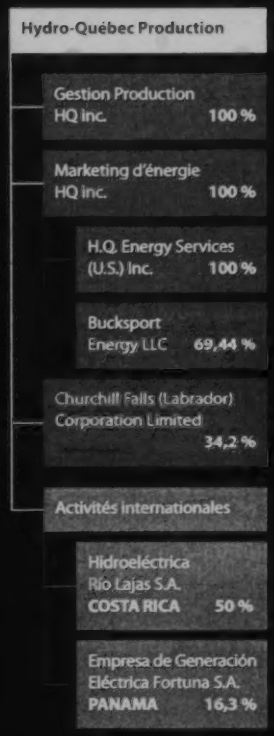
Pour l'exercice 2004, Hydro-Québec Production a enregistré un bénéfice net de 1 664 M$, comparativement à 1 751 M$ en 2003, soit une baisse de 87 M$ (5,0 %). Cette situation résulte d'un fléchissement des transactions liées aux ventes d'électricité à court terme sur les marchés hors Québec et d'une hausse des achats d'électricité au premier semestre par suite d'un effort de reconstitution des stocks énergétiques. Au deuxième semestre, la division a compensé un ralentissement de la demande de la part du distributeur par une reprise des transactions liées aux ventes à court terme. Les frais financiers ont aussi diminué de 133 M$ pour s'établir à 1 038 M$.

Ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution

Les ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution ont totalisé 165,3 TWh, comparativement à 166,7 TWh en 2003. Notons toutefois que le volume maximal d'électricité patrimoniale n'a pas été atteint en 2004 ni en 2003, étant donné que les ventes au distributeur comprennent des éléments exclus du volume d'électricité patrimoniale, dont le volume pour la bi-énergie. Le recul de 1,4 TWh (0,8 %) par rapport à 2003 s'est fait sentir au cours des derniers mois de l'exercice, par suite de la fermeture d'usines et d'un conflit de travail dans le secteur de la fonte et de l'affinage. Par contre, les produits générés par les ventes au distributeur ont augmenté de 44 M$ pour s'établir à 4 557 M$, surtout en raison de la hausse du prix de l'électricité fournie pour la bi-énergie.

Ventes d'électricité hors Québec

Les ventes d'électricité hors Québec ont atteint 14,4 TWh, pour un chiffre d'affaires de 1 084 M$. La baisse de 261 M$ du chiffre d'affaires par rapport à 2003 s'explique principalement par une réduction du volume des ventes à court terme au premier semestre en raison de l'effort de reconstitution des stocks énergétiques. Cependant, la diminution des ventes à Hydro-Québec Distribution dans la deuxième moitié de l'exercice a permis la reprise progressive des ventes à court terme sur les marchés hors Québec. Quant aux sorties nettes des réservoirs au titre des ventes hors Québec, compte tenu des produits associés aux instruments dérivés liés à l'énergie, elles ont rapporté 384 M$ pour 1,5 TWh en 2004, comparativement à 596 M$ pour 4,0 TWh en 2003. Le reste des ventes, soit 12,9 TWh en 2004, contre 11,8 TWh en 2003, correspond essentiellement à des opérations de courtage sur les marchés américains. Grâce à des mesures d'optimisation, les sorties nettes des réservoirs, conjuguées aux opérations de courtage, ont généré une contribution très appréciable équivalant à 25 ¢/kWh en 2004, par rapport à 15 ¢/kWh en 2003.



Ventes d'électricité à l'international

Les ventes à l'international réalisées par l'intermédiaire de sociétés dans lesquelles Hydro-Québec International (HQI) détient des participations ont atteint 35 M$, contre 37 M$ en 2003, et ce, malgré le fait qu'HQI se soit désengagée de deux sociétés chinoises dans le courant de 2004. En effet, HQI a vendu ses placements dans la Meiya Power Company et dans Hunan C.C. Power Ltd., pour des gains sur disposition totaux d'environ 7 M$.

Achats d'électricité et de combustible

Les achats d'électricité et de combustible ont atteint 1 509 M$ en 2004, en hausse de 15 M$ par rapport à 2003. Les achats destinés aux marchés hors Québec ont totalisé 750 M$ pour un volume de 12,2 TWh, comparativement à 701 M$ pour un volume de 11,1 TWh en 2003. Cette augmentation de 49 M$ résulte de l'effort de reconstitution des stocks énergétiques au premier semestre. Les achats destinés au marché québécois ont quant à eux augmenté de 40 M$. Cependant, ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la diminution des frais de réservation du réseau de transport liée à la baisse du volume des ventes hors Québec.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont totalisé 692 M$ en 2004, contre 686 M$ en 2003. Cette hausse découle principalement d'une augmentation de 21 M$ de la charge de retraite par suite de la fin, en 2004, de l'application d'un crédit constaté au régime de retraite. Si l'on exclut cet élément, on note une diminution de 15 M$ par rapport à l'exercice précédent. Ce résultat traduit des gains de productivité dans l'exploitation et est conforme à l'engagement de la division de maintenir ses charges d'exploitation, hors filiales et participations, au niveau prévu de 2003.

Amortissement

La charge d'amortissement a atteint 728 M$ en 2004, soit une hausse de 59 M$ par rapport à 2003. Cette évolution s'explique par la mise en service de la centrale de la Sainte-Marguerite-3 et par la radiation de projets dont le Suroît, d'un montant d'environ 7 M$.

Activités d'investissement

En 2004, les investissements en immobilisations et en actifs incorporels d'Hydro-Québec Production ayant une incidence sur la trésorerie ont atteint 1 822 M$, dont 1 447 M$ concernaient la réalisation de projets hydroélectriques en vue d'augmenter la capacité du parc de production. La majeure partie de cette somme a été affectée aux travaux de construction des centrales de l'Eastmain-1, de la Toulnustouc, de la Péribonka et Mercier, à l'achèvement de la centrale du Rocher-de-Grand-Mère, à la poursuite de l'avant-projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert (auquel s'est ajoutée la centrale de la Sarcelle) ainsi qu'au démarrage de l'avant-projet du complexe de la Romaine.

Par ailleurs, la division a investi 375 M$ dans la réfection et l'amélioration de son parc. Il s'agit en l'occurrence de moderniser les centrales, de maintenir ou d'augmenter leur rendement et de prolonger leur vie utile. À cet égard, les principaux projets de 2004 concernaient la poursuite des travaux de réhabilitation des centrales de Beauharnois, aux Outardes-3 et aux Outardes-4.

Gestion des risques

Hydro-Québec Production gère ses risques d'entreprise dans un contexte où les principales incertitudes ont trait aux apports hydriques naturels. En effet, la division doit assurer un approvisionnement suffisant pour respecter ses obligations patrimoniale et contractuelles, ce qui implique le maintien d'une réserve énergétique pour faire face aux déficits hydrauliques. Cette réserve doit être suffisante pour combler un déficit d'apports naturels en eau de 64 TWh sur deux années consécutives, et de 98 TWh sur quatre années consécutives.

La stratégie d'Hydro-Québec Production s'appuie principalement sur une gestion pluriannuelle des stocks énergétiques et sur le maintien d'un écart suffisant entre ses moyens de production et ses engagements contractuels. Cette marge de manœuvre permet à la division de pallier les aléas des apports hydriques, de reconstituer ses réserves ou de profiter d'occasions d'affaires. Les projets de construction actuellement à l'étude ou en cours de réalisation lui permettront ainsi de disposer d'une marge de manœuvre annuelle de l'ordre de 20 TWh en 2012.

Transport

Hydro-Québec TransÉnergie transporte l'électricité au meilleur coût et suivant les exigences de qualité de sa clientèle. S'inscrivant dans une perspective de développement durable, la division assure la fiabilité, la pérennité et le déploiement optimal du réseau de transport d'électricité au Québec. Elle est également responsable du réseau de télécommunications associé au réseau de transport. Le 1er janvier 2004, elle a transféré ses activités de télécommunications de service au Centre de services partagés d'Hydro-Québec.

Au Québec, les activités de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie relèvent de la compétence exclusive de la Régie de l'énergie. En septembre 2004, la division a soumis à la Régie le premier volet de son dossier tarifaire 2005, qui vise à faire passer ses revenus de 2 609 M$ (chiffre approuvé par la Régie en 2001) à 2 622 M$, soit une hausse de 13 M$. Cette hausse n'aura pas d'impact sur la clientèle québécoise en 2005 étant donné que la tarification ne sera abordée que dans le deuxième volet du dossier, qui sera déposé au début de l'exercice 2005.

Considérée comme une référence dans les domaines de la conception, de l'exploitation et de la maintenance d'installations de transport d'électricité, Hydro-Québec TransÉnergie gère et exploite des réseaux à l'étranger, où elle réalise en outre des projets d'infrastructure rentables.

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net s'est établi à 365 M$ en 2004, en baisse de 30 M$ par rapport à 2003. Cette situation s'explique principalement par le recul du chiffre d'affaires des activités réglementées, par la hausse de la charge d'amortissement et par la fin de l'application de la comptabilité de couverture aux activités à l'international à la suite de l'adoption de la note d'orientation sur la comptabilité à la juste valeur. Ces éléments ont été atténués par la baisse des frais financiers des activités réglementées et non réglementées.

Le chiffre d'affaires a atteint 2 835 M$, soit une baisse de 127 M$ par rapport à 2003. Cette situation est attribuable à une diminution de 111 M$ des revenus générés par les réservations à long terme de service de transport de point à point. Les activités réglementées ont contribué au chiffre d'affaires à hauteur de 87,0 %, contre 86,2 % en 2003.

Les charges d'exploitation ont atteint 712 M$ en 2004, comparativement à 733 M$ en 2003, soit une diminution de 21 M$ (2,9 %). La division a respecté son engagement de maintenir les charges d'exploitation, hors filiales et participations, au niveau prévu de 2003.

La charge d'amortissement a totalisé 668 M$, en hausse de 44 M$ sur 2003. Cette augmentation s'explique notamment par la mise en service d'importantes installations à la fin de 2003, par la radiation d'immobilisations et de frais de développement de projets aux États-Unis et par l'amortissement des actifs de transport du réseau du nord du Chili, acquis en 2003.

Les frais financiers se sont élevés à 834 M$ en 2004, en baisse de 144 M$ par rapport à 2003.



Transport

Hydro-Québec TransÉnergie transporte l'électricité au meilleur coût et suivant les exigences de qualité de sa clientèle. S'inscrivant dans une perspective de développement durable, la division assure la fiabilité, la pérennité et le déploiement optimal du réseau de transport d'électricité au Québec. Elle est également responsable du réseau de télécommunications associé au réseau de transport. Le 1er janvier 2004, elle a transféré ses activités de télécommunications de service au Centre de services partagés d'Hydro-Québec.

Au Québec, les activités de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie relèvent de la compétence exclusive de la Régie de l'énergie. En septembre 2004, la division a soumis à la Régie le premier volet de son dossier tarifaire 2005, qui vise à faire passer ses revenus de 2 609 M$ (chiffre approuvé par la Régie en 2001) à 2 622 M$, soit une hausse de 13 M$. Cette hausse n'aura pas d'impact sur la clientèle québécoise en 2005 étant donné que la tarification ne sera abordée que dans le deuxième volet du dossier, qui sera déposé au début de l'exercice 2005.

Considérée comme une référence dans les domaines de la conception, de l'exploitation et de la maintenance d'installations de transport d'électricité, Hydro-Québec TransÉnergie gère et exploite des réseaux à l'étranger, où elle réalise en outre des projets d'infrastructure rentables.

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net s'est établi à 365 M$ en 2004, en baisse de 30 M$ par rapport à 2003. Cette situation s'explique principalement par le recul du chiffre d'affaires des activités réglementées, par la hausse de la charge d'amortissement et par la fin de l'application de la comptabilité de couverture aux activités à l'international à la suite de l'adoption de la note d'orientation sur la comptabilité à la juste valeur. Ces éléments ont été atténués par la baisse des frais financiers des activités réglementées et non réglementées.

Le chiffre d'affaires a atteint 2 835 M$, soit une baisse de 127 M$ par rapport à 2003. Cette situation est attribuable à une diminution de 111 M$ des revenus générés par les réservations à long terme de service de transport de point à point. Les activités réglementées ont contribué au chiffre d'affaires à hauteur de 87,0 %, contre 86,2 % en 2003.

Les charges d'exploitation ont atteint 712 M$ en 2004, comparativement à 733 M$ en 2003, soit une diminution de 21 M$ (2,9 %). La division a respecté son engagement de maintenir les charges d'exploitation, hors filiales et participations, au niveau prévu de 2003.

La charge d'amortissement a totalisé 668 M$, en hausse de 44 M$ sur 2003. Cette augmentation s'explique notamment par la mise en service d'importantes installations à la fin de 2003, par la radiation d'immobilisations et de frais de développement de projets aux États-Unis et par l'amortissement des actifs de transport du réseau du nord du Chili, acquis en 2003.

Les frais financiers se sont élevés à 834 M$ en 2004, en baisse de 144 M$ par rapport à 2003.



Activités d'investissement

En 2004, les investissements en immobilisations et en actifs incorporels ayant une incidence sur la trésorerie d'Hydro-Québec TransÉnergie ont atteint 733 M$, soit 540 M$ pour les activités réglementées, 55 M$ pour les activités non réglementées et 138 M$ pour les activités à l'international.

Activités réglementées

Plus des deux tiers des investissements effectués en 2004 avaient pour but d'assurer la pérennité du réseau et de maintenir ou d'accroître la qualité des actifs de la division. Entre autres investissements, 27 M$ ont été consacrés à la construction de la boucle montérégienne, dont 15 M$ à l'intégration du poste de la Montérégie au réseau à 120 kV. La mise en service de ce poste, en novembre 2004, a marqué l'achèvement des travaux. Rappelons que la division a lancé le projet de la boucle montérégienne (428 M$) après le grand verglas de 1998, afin de fiabiliser le réseau dans le sud du Québec, y compris à Montréal.

Près de 30 % des investissements consacrés au développement du réseau de transport en 2004 étaient dictés par la croissance de la demande. La division a pratiquement doublé les sommes investies à ce chapitre en 2003 dans le but, d'une part, d'augmenter la capacité du réseau en fonction de la hausse de la charge locale d'Hydro-Québec Distribution et, d'autre part, d'intégrer la puissance de nouvelles installations. À cet égard, les projets de raccordement des centrales de la Toulnustouc et de l'Eastmain-1 ont coûté 78 M$ en 2004. Le projet de la Toulnustouc consiste dans la construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 55 km entre la nouvelle centrale et le poste de Micoua, qui doit être modifié en conséquence, tout comme les postes de Bergeronnes et de la Jacques-Cartier. Ce projet représente un investissement total de 81 M$, dont 65 M$ en 2004. La mise en service de la ligne est prévue en 2005. Le raccordement de la centrale de l'Eastmain-1, amorcé en 2004, permettra d'intégrer au réseau les 480 MW de la future centrale, auxquels s'ajoutera à terme la production des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle. Les travaux, qui doivent se terminer en 2006, ont coûté 13 M$ en 2004.

En août 2004, la Régie de l'énergie a approuvé l'installation d'équipements de déglaçage au poste de Lévis. Ce projet de 191 M$, dont 5 M$ ont été investis en 2004, a pour but de sécuriser l'alimentation des trois postes sources à 735 kV de la région de Québec, soit Laurentides, Jacques-Cartier et Lévis. La mise en service des équipements est prévue à l'automne 2006.

En 2004, la division a inauguré un transformateur à fréquence variable (TFV) au poste Langlois. Cette nouvelle technologie d'interconnexion met en œuvre un groupe de conversion de 100 MW qui permet d'optimiser les échanges d'énergie entre réseaux non synchronisés.

Activités non réglementées

Plus de 80 % des investissements effectués en 2004 ont été réalisés en vue d'assurer le maintien des actifs et de répondre à la croissance de la demande en matière de services de télécommunications associés au réseau de transport.

Activités à l'international

HQI Transelec Chile S.A., le premier transporteur d'électricité du Chili, a inauguré en septembre 2004 un nouveau réseau de transport à 500 kV. Ce projet de 163 M$ – le plus important des 20 dernières années dans le secteur chilien du transport d'électricité – a été financé à même les fonds propres de Transelec.

Gestion des risques

Hydro-Québec TransÉnergie pratique une gestion intégrée des risques dans le cadre de ses activités courantes, selon des priorités qui font l'objet de mises à jour périodiques.

D'une part, la division doit raccorder de nouvelles sources d'énergie (éolien, production privée, etc.) à son réseau sans compromettre la fiabilité du service. D'autre part, elle doit se conformer aux normes de fiabilité de plus en plus élevées que les organismes nord-américains compétents imposent aux transporteurs depuis la grande panne de l'été 2003. Parallèlement, elle prend les mesures voulues pour aider son personnel à s'adapter aux changements technologiques et organisationnels.

Distribution

Hydro-Québec Distribution assure l'approvisionnement en électricité des Québécois avec un souci constant de fiabilité et de sécurité, et une gamme de services adaptés aux attentes de ses clients. La Régie de l'énergie est seule compétente pour fixer les tarifs et les conditions applicables à la distribution de l'électricité.

En février 2004, la Régie a autorisé un ajustement tarifaire uniforme de 1,41 % avec effet le 1er avril suivant, dans la foulée d'un premier ajustement tarifaire de 3 % entré en vigueur le 1er janvier. Par ailleurs, ayant reconnu que le tarif bi-énergie BT avantage certaines clientèles et que ses modalités d'application ne sont plus en phase avec le marché, la Régie a approuvé, en août 2004, l'abrogation de ce tarif en date du 1er avril 2006. Enfin, Hydro-Québec Distribution a déposé sa demande tarifaire 2005-2006 le 30 septembre 2004. Cette demande proposait un nouvel ajustement qui reflétait principalement l'augmentation des coûts d'approvisionnement et des charges financières. En février 2005, la Régie a autorisé un ajustement de l'ordre de 1,2 % avec effet le 1er avril suivant.

Pour combler les besoins qui excèdent le volume annuel d'électricité patrimoniale, Hydro-Québec Distribution procède essentiellement par appels d'offres. En 2004, la division a signé deux contrats d'une durée de 20 ans pour l'achat d'électricité produite à partir de la biomasse et a retenu huit soumissions pour la fourniture d'électricité d'origine éolienne, également pour une période de 20 ans. La Régie a approuvé en juin les contrats d'approvisionnement en énergie de la biomasse, tandis que les contrats relatifs à l'électricité éolienne, signés en février 2005, lui seront soumis pour approbation. En ce qui concerne la croissance de la demande à court terme, des appels d'offres lancés en 2004 ont débouché sur la conclusion de contrats qui couvrent une portion notable des besoins excédentaires prévus en 2005.

Le portefeuille d'approvisionnements constitué à la fin de 2004 reflète les stratégies énoncées dans le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*. Le 1er novembre 2004, Hydro-Québec Distribution a soumis à la Régie un deuxième plan, cette fois pour la période 2005-2014. Révisé tous les trois ans, le Plan d'approvisionnement présente les stratégies conçues pour combler les besoins en électricité.

Hydro-Québec Distribution

Hydro-Québec ValTech inc. **100 %**

HydroSolution, société en commandite **100 %**

Centre d'innovation sur le transport d'énergie du Québec (CITEQ) inc. **50 %**

Division d'Hydro-Québec

Filiale, coentreprise ou participation détenue par Hydro-Québec et placée sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution

Variation des ventes d'électricité par catégories



Impact cumulatif de la température par rapport à la normale



Distribution

Hydro-Québec Distribution assure l'approvisionnement en électricité des Québécois avec un souci constant de fiabilité et de sécurité, et une gamme de services adaptés aux attentes de ses clients. La Régie de l'énergie est seule compétente pour fixer les tarifs et les conditions applicables à la distribution de l'électricité.

En février 2004, la Régie a autorisé un ajustement tarifaire uniforme de 1,41 % avec effet le 1er avril suivant, dans la foulée d'un premier ajustement tarifaire de 3 % entré en vigueur le 1er janvier. Par ailleurs, ayant reconnu que le tarif bi-énergie B.T. avantage certaines clientèles et que ses modalités d'application ne sont plus en phase avec le marché, la Régie a approuvé, en août 2004, l'abrogation de ce tarif en date du 1er avril 2006. Enfin, Hydro-Québec Distribution a déposé sa demande tarifaire 2005-2006 le 30 septembre 2004. Cette demande proposait un nouvel ajustement qui reflétait principalement l'augmentation des coûts d'approvisionnement et des charges financières. En février 2005, la Régie a autorisé un ajustement de l'ordre de 1,2 % avec effet le 1er avril suivant.

Pour combler les besoins qui excèdent le volume annuel d'électricité patrimoniale, Hydro-Québec Distribution procède essentiellement par appels d'offres. En 2004, la division a signé deux contrats d'une durée de 20 ans pour l'achat d'électricité produite à partir de la biomasse et a retenu huit soumissions pour la fourniture d'électricité d'origine éolienne, également pour une période de 20 ans. La Régie a approuvé en juin les contrats d'approvisionnement en énergie de la biomasse, tandis que les contrats relatifs à l'électricité éolienne, signés en février 2005, lui seront soumis pour approbation. En ce qui concerne la croissance de la demande à court terme, des appels d'offres lancés en 2004 ont débouché sur la conclusion de contrats qui couvrent une portion notable des besoins excédentaires prévus en 2005.

Le portefeuille d'approvisionnements constitué à la fin de 2004 reflète les stratégies énoncées dans le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*. Le 1er novembre 2004, Hydro-Québec Distribution a soumis à la Régie un deuxième plan, cette fois pour la période 2005-2014. Révisé tous les trois ans, le Plan d'approvisionnement présente les stratégies conçues pour combler les besoins en électricité.

Hydro-Québec Distribution

- Hydro-Québec ValTech inc. — 100 %
  - HydroSolution, société en commandite — 100 %
- Centre d'innovation sur le transport d'énergie du Québec (CITEQ) inc. — 50 %

Division d'Hydro-Québec

Filiale, coentreprise ou participation détenue par Hydro-Québec et placée sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution

Variation des ventes d'électricité par catégories



Impact cumulatif de la température par rapport à la normale



Résultats d'exploitation

Hydro-Québec Distribution a inscrit un bénéfice net de 287 M$ en 2004, comparativement à une perte nette de 133 M$ en 2003. Les ajustements tarifaires (321 M$) et la diminution des frais financiers (107 M$) expliquent ce changement de situation.

Activités réglementées

VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR CATÉGORIES

	Volume des ventes			Produits des ventes		
	2004	Variation 2004-2003		2004	Variation 2004-2003	
	TWh	TWh	%	M$	M$	%
Domestique et agricole	**58,0**	0,8	1,4	**3 690**	186	5,3
Générale et institutionnelle	**33,2**	0,9	2,8	**2 234**	138	6,6
Industrielle	**69,7**	(2,9)	(4,0)	**2 751**	9	0,3
Autres	**5,0**	0,0	–	**247**	11	4,7
Total	**165,9**[1]	(1,2)	(0,7)	**8 922**	344	4,0

1) Le volume maximal d'électricité patrimoniale n'a pas été atteint en 2004 puisque le total de 165,9 TWh comprend notamment des ventes associées à des tarifs exclus de ce volume.

Les produits des ventes d'électricité ont augmenté de 344 M$ par rapport à 2003, malgré une diminution du volume des ventes de 1,2 TWh. La hausse des produits est principalement attribuable aux ajustements tarifaires de 2004, alors que la baisse du volume s'explique par une réduction de la demande de la catégorie industrielle.

FACTEURS DE VARIATION 2004-2003 DES VENTES PAR CATÉGORIES

	Demande		Température		Année bissextile	Ajustements tarifaires	Autres
	TWh	M$	TWh	M$	M$	M$	M$
Domestique et agricole	1,0	62	(0,4)	(21)	12	137	(4)
Générale et institutionnelle	1,2	66	(0,4)	(13)	6	86	(7)
Industrielle	(3,1)	(78)	–	–	7	89	(9)
Autres	0,0	4	0,0	(1)	1	9	(2)
Total	(0,9)	54	(0,8)	(35)	26	321	(22)

Bien que la demande globale ait baissé de 0,9 TWh, les produits ont augmenté de 54 M$ en 2004. En effet, pendant que la demande industrielle diminuait de 3,1 TWh, soit un manque à gagner de 78 M$, la demande des autres catégories de clientèle augmentait de 2,2 TWh, générant des produits additionnels de 132 M$. Des fermetures d'usines et un conflit de travail dans le secteur de la fonte et de l'affinage ont contribué à la réduction de la consommation industrielle, alors que la vigueur de l'économie, surtout dans la construction résidentielle, a stimulé la demande des autres catégories.

Le retour à des températures plus près de la normale s'est traduit par une diminution de la demande de 0,8 TWh (35 M$) en 2004. Cette diminution concerne surtout la catégorie domestique et agricole, plus sensible aux variations climatiques en raison de ses besoins de chauffage. L'écart de 1,2 TWh entre 2004 et 2003 aurait été plus grand n'eût été le fait que 2004 était une année bissextile et que les ventes réalisées le 29 février, soit 0,5 TWh (26 M$), ont compensé en partie l'effet défavorable des variations de température.

Parmi les autres facteurs de variation, l'appréciation du dollar canadien a entraîné une baisse de 31 M$ des produits provenant des ventes réalisées en dollars américains.

La marge brute d'exploitation[1] d'Hydro-Québec Distribution a progressé de 358 M$ par rapport à 2003. Cette augmentation résulte principalement des ajustements tarifaires et, dans une moindre mesure, de la croissance de la demande des clientèles autres que la catégorie industrielle.

1) La marge brute d'exploitation correspond aux ventes d'électricité, y compris les ventes intersectorielles, après déduction des achats d'électricité et de combustible.

Les charges totales, hors achats d'électricité et de combustible, ont atteint 1 544 M$, soit une hausse de 58 M$ (3,9 %) sur 2003. Cette situation s'explique par la progression de 38 M$ (4,0 %) des charges d'exploitation, sous l'effet notamment d'une augmentation de 34 M$ de la charge de retraite par suite de la fin en 2004 de l'application d'un crédit constaté au régime de retraite. Si l'on exclut cet élément, on note que malgré l'augmentation du nombre de clients, les charges d'exploitation sont demeurées stables par rapport à l'exercice précédent. Ce résultat respecte l'engagement de la division de maintenir ses charges d'exploitation au niveau prévu de 2003.

Activités non réglementées et activités à l'international

Les activités non réglementées d'Hydro-Québec Distribution relèvent de la filiale Hydro-Québec ValTech, tandis que ses activités à l'international sont réalisées par le biais d'Hydro-Québec International. Le bénéfice net tiré de ces activités a atteint 3 M$ en 2004, soit le même niveau qu'en 2003.

Activités d'investissement

En 2004, Hydro-Québec Distribution a réalisé des investissements ayant une incidence sur la trésorerie de 607 M$ dans le cadre de ses activités courantes, soit 506 M$ en immobilisations et 101 M$ en actifs incorporels, principalement en développement informatique.

De la somme globale, 600 M$ ont été consacrés à des activités réglementées, tandis que 7 M$ sont allés aux activités non réglementées menées par l'entremise d'Hydro-Québec ValTech.

Activités réglementées

Les investissements en immobilisations se sont chiffrés à 499 M$, répartis comme suit : 190 M$ pour renouveler des équipements à la fin de leur vie utile et poursuivre les travaux de réhabilitation du réseau souterrain de Montréal ; 235 M$ pour répondre à la croissance de la demande, dont 186 M$ pour alimenter de nouveaux clients ; 30 M$ pour améliorer la qualité du service ; 44 M$ pour répondre à des exigences gouvernementales (telles que les programmes d'enfouissement de réseaux) et à des demandes de tiers.

Les investissements de 101 M$ en actifs incorporels ont bénéficié principalement à des projets d'amélioration de la qualité, soit les projets SIC (75 M$) et Dcartes (17 M$). Lancé en 2003, le projet SIC (Système d'information clientèle) a pour objet d'améliorer les pratiques commerciales et administratives et de moderniser les systèmes d'information. Échéance du projet : 2007. Quant au projet Dcartes, il consiste dans le développement d'un progiciel qui permettra d'optimiser les activités de planification et de conception du réseau de distribution. Sa mise en service est prévue pour 2005.

Hydro-Québec Distribution a aussi investi 41 M$ au titre du *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006*, déposé auprès de la Régie de l'énergie en novembre 2002. En octobre 2004, la division a déposé un nouveau plan qui couvre la période 2005-2010. Celui-ci prévoit des investissements de l'ordre de 1 G$ en vue de réduire la consommation d'énergie d'au moins 3 TWh à l'horizon 2010. La réalisation de cet objectif repose également sur des investissements de 47 M$ par les partenaires gouvernementaux et de 641 M$ par les clients participants. Ces derniers pourront économiser 1 G$ sur la durée de vie des mesures d'économie d'énergie qu'ils auront adoptées.

Gestion des risques

Les principaux facteurs de risque qui influenceront la gestion d'Hydro-Québec Distribution au cours des prochaines années sont décrits ci-après.

Approvisionnement en électricité des marchés québécois au-delà du volume d'électricité patrimoniale

Un des mandats d'Hydro-Québec Distribution consiste à assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité des Québécois. Selon les prévisions, le volume d'électricité patrimoniale à sa disposition devrait normalement être utilisé dans sa totalité à compter de 2005. Pour répondre à la demande au-delà de ce volume, la division devra acheter de l'électricité aux prix du marché.

La responsabilité d'Hydro-Québec Distribution en matière d'approvisionnement implique des risques élevés du fait des aléas du climat, des fluctuations de la demande, de la volatilité des prix du marché ainsi que des incertitudes relatives aux contrats d'approvisionnement à long terme. Ces incertitudes comprennent notamment la défaillance des équipements des fournisseurs et la fluctuation de certaines composantes des prix, telles que l'inflation, le taux de change et le prix des combustibles. Pour atténuer ces risques, le distributeur mise sur un processus d'approvisionnement qui lui assure la flexibilité requise tout en favorisant la concurrence entre les fournisseurs potentiels. Ce processus prévoit notamment :

- le recours à des appels d'offres pour l'attribution des contrats d'approvisionnement à long terme ;
- des conditions d'appels d'offres qui permettraient de modifier les quantités visées jusqu'au moment de l'attribution des contrats, ainsi que des options de report des dates de début de livraison lorsque le contexte s'y prête ;
- la négociation de garanties pour se prémunir contre la défaillance des fournisseurs ;
- la recherche constante de nouvelles options en matière de gestion de l'énergie, un suivi serré du Plan global en efficacité énergétique approuvé par la Régie et le déploiement d'une stratégie concernant l'abrogation du tarif BT.

Par ailleurs, dans le cadre de sa demande tarifaire 2005-2006, Hydro-Québec Distribution a demandé à la Régie de l'énergie d'approuver le principe du transfert des coûts. Ce principe permettrait de reconnaître, dans son coût de service, toute variation imprévisible, en volume ou en prix, du coût d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale. En février 2005, la Régie a autorisé la division à créer, pour l'exercice 2005, un compte de frais reportés qui couvrira l'ensemble des risques d'approvisionnement au-delà d'un seuil équivalant à un aléa climatique de plus ou moins un écart type de 1,9 TWh.

Événements exceptionnels

Le risque lié à des événements exceptionnels pouvant entraîner des interruptions de service majeures est également jugé important. Pour réduire ce risque, en atténuer les effets et assurer la continuité du service électrique fourni à la clientèle québécoise, Hydro-Québec Distribution a mis en œuvre un plan d'urgence et de relève interne. Arrimé au plan d'urgence corporatif, ce plan garantit une communication adéquate avec les autorités publiques compétentes. En outre, des ententes d'aide mutuelle et des échanges continus avec plusieurs fournisseurs d'électricité du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et des États-Unis permettent de minimiser les impacts éventuels de ce risque.

Construction

Hydro-Québec Équipement réalise des travaux d'ingénierie et de construction pour des projets d'aménagement hydroélectrique partout au Québec, sauf sur le territoire régi par la *Convention de la Baie James et du Nord québécois*, où la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ) assume cette responsabilité. Hydro-Québec Équipement réalise également des projets de construction de lignes et de postes de transport d'électricité sur l'ensemble du territoire québécois.

De plus, en tant que spécialistes du génie-conseil et de l'environnement, Hydro-Québec Équipement et la SEBJ ont entrepris ou poursuivi l'exécution de mandats d'études et d'avant-projets d'une valeur supérieure à 95 M$ en 2004. Ces mandats consistaient notamment à faire des relevés et des études techniques à l'appui de projets d'envergure comme le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, auquel s'est ajoutée la centrale de la Sarcelle, et celui du complexe de la Romaine.

Volume d'activité

En 2004, Hydro-Québec Équipement et la SEBJ ont réalisé des travaux d'une valeur totale de 1 984 M$, comparativement à 1 592 M$ en 2003, soit une augmentation de 24,6 % qui témoigne de la relance des investissements d'Hydro-Québec. Les travaux effectués pour le compte d'Hydro-Québec Production se sont chiffrés à 1 524 M$, contre 1 057 M$ en 2003, tandis que ceux réalisés pour Hydro-Québec TransÉnergie ont atteint 426 M$, contre 484 M$ en 2003.

Au total, les projets en cours d'Hydro-Québec Équipement et de la SEBJ ajouteront plus de 600 MW au parc de production de la Société dès 2005, et plus de 1 700 MW d'ici 2008.

Hydro-Québec Équipement

En 2004, Hydro-Québec Équipement a mené des activités d'une valeur de 1 402 M$, en hausse de 170 M$ (13,8 %) par rapport à 2003. Cette progression importante s'explique par les nombreux projets réalisés ou en cours dans les secteurs de la production et du transport, notamment la réhabilitation des centrales de Beauharnois, aux Outardes-3, aux Outardes-4, de Grand-Mère, de Rapide-2 et de Rapide-7, la construction des centrales de la Toulnustouc, de la Péribonka, du Rocher-de-Grand-Mère et Mercier, et le raccordement des centrales de la Toulnustouc, de l'Eastmain-1 et Mercier au réseau d'Hydro-Québec. La division a également achevé la boucle montérégienne et entrepris des travaux dans le cadre du Programme d'augmentation de la capacité de transit (PACT 1).

Société d'énergie de la Baie James

Les activités de la SEBJ – pour le compte d'Hydro-Québec Production, principalement – ont représenté un investissement total de 582 M$ en 2004, contre 358 M$ en 2003. Cette forte progression est essentiellement attribuable à la poursuite du projet de construction de la centrale de l'Eastmain-1. La SEBJ a également terminé et déposé l'étude d'impact relative au projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert.

Gestion des risques

La croissance de la demande d'électricité à long terme aura un impact important sur le secteur Construction. Son volume d'activité, actuellement à la hausse, est lié à l'avenir de plusieurs grands projets pour lesquels Hydro-Québec pourrait avoir de la difficulté à obtenir les autorisations nécessaires. C'est pourquoi des démarches ont été entreprises en vue d'accélérer le processus d'autorisation. Des percées intéressantes ont déjà été réalisées à cet égard pour certains projets, dont l'aménagement de la rivière Péribonka, amorcé en 2004.

Hydro-Québec Équipement

Société d'énergie de la Baie James 100 %

Division d'Hydro-Québec

Filiale détenue par Hydro-Québec et placée sous la responsabilité d'Hydro-Québec Équipement

Activités du secteur Construction

Répartition du volume d'activité





Division d'Hydro-Québec

Filiale détenue par Hydro-Québec et placée sous la responsabilité d'Hydro-Québec Pétrole et gaz

Pétrole et gaz

Hydro-Québec Pétrole et gaz a pour mission de mettre en valeur le potentiel pétrolier et gazier de l'est du Québec. Elle gérait également la participation d'Hydro-Québec dans Noverco jusqu'à la cession de celle-ci le 30 juin 2004, pour la somme de 900 M$.

En 2004, les activités d'exploration pétrolière et gazière de la division se sont limitées à quelques sites en Gaspésie et sur l'île d'Anticosti.

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net d'Hydro-Québec Pétrole et gaz a atteint 292 M$, comparativement à 35 M$ en 2003. Cette hausse est attribuable à un gain de 265 M$ sur la cession de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco.

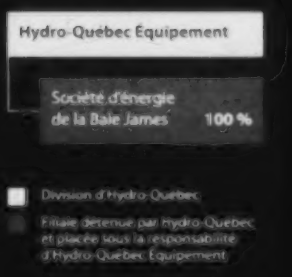
Gestion des risques

La gestion des risques d'Hydro-Québec Pétrole et gaz concerne essentiellement les activités d'exploration. La division exerce un contrôle serré sur le montant global des engagements financiers liés à ces activités.

Construction

Hydro-Québec Équipement réalise des travaux d'ingénierie et de construction pour des projets d'aménagement hydroélectrique partout au Québec, sauf sur le territoire régi par la *Convention de la Baie James et du Nord québécois*, où la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ) assume cette responsabilité. Hydro-Québec Équipement réalise également des projets de construction de lignes et de postes de transport d'électricité sur l'ensemble du territoire québécois.

De plus, en tant que spécialistes du génie-conseil et de l'environnement, Hydro-Québec Équipement et la SEBJ ont entrepris ou poursuivi l'exécution de mandats d'études et d'avant-projets d'une valeur supérieure à 95 M$ en 2004. Ces mandats consistaient notamment à faire des relevés et des études techniques à l'appui de projets d'envergure comme le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, auquel s'est ajoutée la centrale de la Sarcelle, et celui du complexe de la Romaine.



Volume d'activité

En 2004, Hydro-Québec Équipement et la SEBJ ont réalisé des travaux d'une valeur totale de 1 984 M$, comparativement à 1 592 M$ en 2003, soit une augmentation de 24,6 % qui témoigne de la relance des investissements d'Hydro-Québec. Les travaux effectués pour le compte d'Hydro-Québec Production se sont chiffrés à 1 524 M$, contre 1 057 M$ en 2003, tandis que ceux réalisés pour Hydro-Québec TransÉnergie ont atteint 426 M$, contre 484 M$ en 2003.

Au total, les projets en cours d'Hydro-Québec Équipement et de la SEBJ ajouteront plus de 600 MW au parc de production de la Société dès 2005, et plus de 1 700 MW d'ici 2008.

Hydro-Québec Équipement

En 2004, Hydro-Québec Équipement a mené des activités d'une valeur de 1 402 M$, en hausse de 170 M$ (13,8 %) par rapport à 2003. Cette progression importante s'explique par les nombreux projets réalisés ou en cours dans les secteurs de la production et du transport, notamment la réhabilitation des centrales de Beauharnois, aux Outardes-3, aux Outardes-4, de Grand-Mère, de Rapide-2 et de Rapide-7, la construction des centrales de la Toulnustouc, de la Péribonka, du Rocher-de-Grand-Mère et Mercier, et le raccordement des centrales de la Toulnustouc, de l'Eastmain-1 et Mercier au réseau d'Hydro-Québec. La division a également achevé la boucle montérégienne et entrepris des travaux dans le cadre du Programme d'augmentation de la capacité de transit (PACT 1).

Société d'énergie de la Baie James

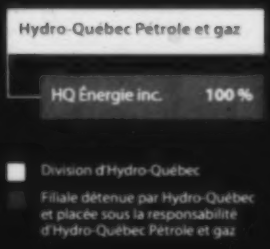
Les activités de la SEBJ – pour le compte d'Hydro-Québec Production, principalement – ont représenté un investissement total de 582 M$ en 2004, contre 358 M$ en 2003. Cette forte progression est essentiellement attribuable à la poursuite du projet de construction de la centrale de l'Eastmain-1. La SEBJ a également terminé et déposé l'étude d'impact relative au projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert.

Gestion des risques

La croissance de la demande d'électricité à long terme aura un impact important sur le secteur Construction. Son volume d'activité, actuellement à la hausse, est lié à l'avenir de plusieurs grands projets pour lesquels Hydro-Québec pourrait avoir de la difficulté à obtenir les autorisations nécessaires. C'est pourquoi des démarches ont été entreprises en vue d'accélérer le processus d'autorisation. Des percées intéressantes ont déjà été réalisées à cet égard pour certains projets, dont l'aménagement de la rivière Péribonka, amorcé en 2004.

Activités du secteur Construction
Répartition du volume d'activité





Pétrole et gaz

Hydro-Québec Pétrole et gaz a pour mission de mettre en valeur le potentiel pétrolier et gazier de l'est du Québec. Elle gérait également la participation d'Hydro-Québec dans Noverco jusqu'à la cession de celle-ci le 30 juin 2004, pour la somme de 900 M$.

En 2004, les activités d'exploration pétrolière et gazière de la division se sont limitées à quelques sites en Gaspésie et sur l'île d'Anticosti.

Résultats d'exploitation

Le bénéfice net d'Hydro-Québec Pétrole et gaz a atteint 292 M$, comparativement à 35 M$ en 2003. Cette hausse est attribuable à un gain de 265 M$ sur la cession de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco.

Gestion des risques

La gestion des risques d'Hydro-Québec Pétrole et gaz concerne essentiellement les activités d'exploration. La division exerce un contrôle serré sur le montant global des engagements financiers liés à ces activités.

Activités corporatives et autres

Sous la rubrique Activités corporatives et autres, on retrouve la division Hydro-Québec Technologie et développement industriel, les services partagés ainsi que l'ensemble des activités corporatives.

Résultats

Une perte nette de 123 M$ a été enregistrée en 2004, comparativement à une perte nette de 110 M$ en 2003. La perte de 2004 découle principalement des activités d'Hydro-Québec Technologie et développement industriel.

Hydro-Québec Technologie et développement industriel

Hydro-Québec Technologie et développement industriel a pour rôle de valoriser les technologies d'Hydro-Québec et d'assurer la gestion intégrée de l'innovation technologique. La division regroupe notamment l'Institut de recherche d'Hydro-Québec de même que deux filiales, soit Hydro-Québec IndusTech et Hydro-Québec CapiTech.

En 2004, les efforts d'optimisation déployés par l'Institut de recherche dans les domaines de l'innovation technologique et stratégique, du soutien et de l'expertise ont permis de ramener le coût de ces activités à 87 M$, comparativement à 99 M$ en 2003.

INSTITUT DE RECHERCHE D'HYDRO-QUÉBEC

L'Institut de recherche d'Hydro-Québec offre un appui technique et réalise des projets d'innovation technologique pour soutenir la bonne performance des divisions opérationnelles et assurer la viabilité à long terme de la Société. Son action est centrée sur les métiers de base d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution d'électricité.

HYDRO-QUÉBEC INDUSTECH

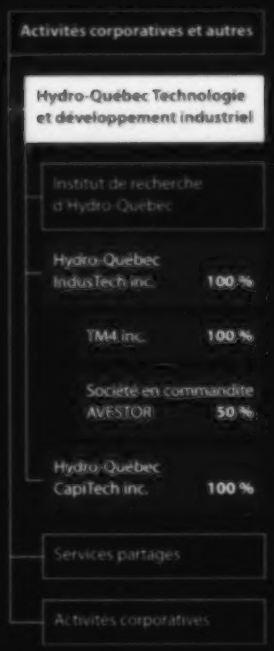
Hydro-Québec IndusTech a pour mission d'industrialiser et de commercialiser, en partenariat avec le secteur privé, les technologies issues des activités de recherche d'Hydro-Québec qui offrent de nouvelles avenues de croissance. Son portefeuille comprend actuellement des participations dans AVESTOR, TM4 et le projet SPVE (systèmes de propulsion pour véhicule électrique).

Hydro-Québec IndusTech a inscrit une perte nette de 51 M$ en 2004, comparativement à une perte nette de 46 M$ en 2003. La perte de 2004 s'explique par la poursuite de la mise au point par AVESTOR du procédé de fabrication des batteries au lithium-métal-polymère (LMP). L'entreprise entend donner la priorité au marché des télécommunications, auquel elle destine une gamme de batteries conçues pour alimenter les infrastructures en cas de défaillance du réseau électrique principal.

HYDRO-QUÉBEC CAPITECH

La société de capital-risque Hydro-Québec CapiTech investit dans des entreprises du domaine de l'énergie qui commercialisent ou sont en voie de commercialiser des technologies prometteuses, ce qui confère à Hydro-Québec un accès privilégié à des innovations externes.

En 2004, Hydro-Québec CapiTech a inscrit une perte nette de 37 M$. Cette perte découle d'une réévaluation de son portefeuille de placements qui a donné lieu à la constatation d'une baisse de valeur durable de 35 M$.



Activités corporatives et autres

Sous la rubrique Activités corporatives et autres, on retrouve la division Hydro-Québec Technologie et développement industriel, les services partagés ainsi que l'ensemble des activités corporatives.

Résultats

Une perte nette de 123 M$ a été enregistrée en 2004, comparativement à une perte nette de 110 M$ en 2003. La perte de 2004 découle principalement des activités d'Hydro-Québec Technologie et développement industriel.

Hydro-Québec Technologie et développement industriel

Hydro-Québec Technologie et développement industriel a pour rôle de valoriser les technologies d'Hydro-Québec et d'assurer la gestion intégrée de l'innovation technologique. La division regroupe notamment l'Institut de recherche d'Hydro-Québec de même que deux filiales, soit Hydro-Québec IndusTech et Hydro-Québec CapiTech.

En 2004, les efforts d'optimisation déployés par l'Institut de recherche dans les domaines de l'innovation technologique et stratégique, du soutien et de l'expertise ont permis de ramener le coût de ces activités à 87 M$, comparativement à 99 M$ en 2003.

INSTITUT DE RECHERCHE D'HYDRO-QUÉBEC

L'Institut de recherche d'Hydro-Québec offre un appui technique et réalise des projets d'innovation technologique pour soutenir la bonne performance des divisions opérationnelles et assurer la viabilité à long terme de la Société. Son action est centrée sur les métiers de base d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution d'électricité.

HYDRO-QUÉBEC INDUSTECH

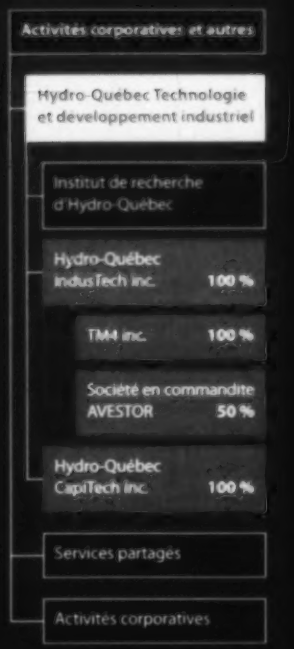
Hydro-Québec IndusTech a pour mission d'industrialiser et de commercialiser, en partenariat avec le secteur privé, les technologies issues des activités de recherche d'Hydro-Québec qui offrent de nouvelles avenues de croissance. Son portefeuille comprend actuellement des participations dans AVESTOR, TM4 et le projet SPVE (systèmes de propulsion pour véhicule électrique).

Hydro-Québec IndusTech a inscrit une perte nette de 51 M$ en 2004, comparativement à une perte nette de 46 M$ en 2003. La perte de 2004 s'explique par la poursuite de la mise au point par AVESTOR du procédé de fabrication des batteries au lithium-métal-polymère (LMP). L'entreprise entend donner la priorité au marché des télécommunications, auquel elle destine une gamme de batteries conçues pour alimenter les infrastructures en cas de défaillance du réseau électrique principal.

HYDRO-QUÉBEC CAPITECH

La société de capital-risque Hydro-Québec CapiTech investit dans des entreprises du domaine de l'énergie qui commercialisent ou sont en voie de commercialiser des technologies prometteuses, ce qui confère à Hydro-Québec un accès privilégié à des innovations externes.

En 2004, Hydro-Québec CapiTech a inscrit une perte nette de 37 M$. Cette perte découle d'une réévaluation de son portefeuille de placements qui a donné lieu à la constatation d'une baisse de valeur durable de 35 M$.



Centre de services partagés

Le Centre de services partagés contribue à la réalisation de la mission et des objectifs de la Société en fournissant aux divisions et aux unités corporatives un large éventail de services : acquisition de biens et services, gestion du matériel, gestion immobilière, services de transport, services comptables, gestion documentaire, bureautique, solutions informatiques, exploitation des technologies de l'information, télécommunications de service et Centre de compétences – Progiciels de gestion. Son mandat consiste à offrir à ses clients, au meilleur coût, des services de qualité adaptés à leurs besoins, afin de leur permettre de se concentrer sur leurs activités de base.

Les revenus du Centre de services partagés ont totalisé 732 M$ en 2004, contre 612 M$ en 2003. Cette augmentation de 120 M$ est principalement attribuable au rapatriement des activités liées aux télécommunications de service. Grâce à une série de mesures d'optimisation, le Centre est parvenu en 2004 à réduire le coût de ses produits et services de 3,1 % par rapport au coût prévu, et ce, malgré l'inflation et une légère hausse de la demande de ses clients.

Activités corporatives

Les activités corporatives regroupent les services financiers, les ressources humaines, les affaires corporatives ainsi que la coordination de la planification stratégique et des dossiers devant être soumis à la Régie de l'énergie.

Le Groupe des finances gère la dette, les frais financiers et les risques financiers (tels que les risques de change et de taux d'intérêt) pour l'ensemble de la Société et impute les frais financiers aux différents secteurs d'activité. Tout comme en 2003, la baisse importante des frais financiers – de l'ordre de 395 M$ en 2004 – a permis d'améliorer les résultats de chacun des secteurs. Par ailleurs, le Groupe offre du soutien en matière de gestion des risques d'entreprise de même qu'une expertise comptable et fiscale pouvant toucher tous les secteurs d'activité de la Société. Il est également responsable de la production et de l'analyse des états financiers consolidés, y compris les informations sectorielles, ainsi que de la gestion du régime de retraite, dont les actifs atteignent près de 10 G$.

Activités d'investissement

Les investissements ayant une incidence sur la trésorerie ont totalisé 52 M$ en 2004. Le développement et l'achat de systèmes informatiques comptent pour la majeure partie de cette somme, alors que les investissements d'Hydro-Québec IndusTech et d'Hydro-Québec CapiTech se sont chiffrés à 9 M$.

Perspectives

En 2005, nous garderons le cap sur les objectifs énoncés dans le *Plan stratégique 2004-2008*, soit l'augmentation de notre capacité de production au Québec, le maintien de la qualité des services à la clientèle et la création de valeur pour l'actionnaire et la société québécoise. Le bénéfice net attendu pour 2005 – soit un peu plus de 2 G$ – s'annonce supérieur à celui prévu dans le *Plan stratégique 2004-2008* (1,8 G$). Il sera toutefois inférieur au bénéfice net de 2004, celui-ci ayant été catalysé par des éléments non récurrents, comme la vente de notre participation dans Noverco et un gain de change constaté lors de la révision à la baisse de la couverture naturelle entre les dettes et les ventes en dollars américains. La réalisation de nos objectifs financiers dépendra de plusieurs facteurs : des taux de change et d'intérêt favorables, une hydraulicité suffisante, des conditions climatiques normales, une conjoncture favorable sur les marchés hors Québec ainsi que l'autorisation de l'ajustement tarifaire demandé par le distributeur. De plus, nous entendons maintenir nos charges d'exploitation hors filiales et participations, et exclusion faite du coût constaté au régime de retraite, au niveau prévu de 2003.

Hydro-Québec compte investir près de 4 G$ en 2005. Compte tenu des échéances de la dette et des fonds générés par l'exploitation, notre programme d'emprunt s'établira à un peu plus de 3 G$.

Hydro-Québec Production poursuivra ses efforts en vue d'augmenter sa capacité de production par la mise en valeur du potentiel hydroélectrique du Québec. C'est dire que les travaux en cours se poursuivront à un rythme soutenu en 2005 : construction des centrales de l'Eastmain-1, de la Péribonka et Mercier et réfection du barrage Mercier ; achèvement et mise en service de la centrale de la Toulnustouc ; réhabilitation des centrales de Beauharnois, aux Outardes-3, aux Outardes-4, des Rapides-des-Quinze et de La Tuque ; réalisation d'études d'avant-projet relatives au complexe de la Romaine ; avancement du processus d'évaluation environnementale du projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, qui comprend la centrale de la Sarcelle ; et achèvement du processus d'obtention des autorisations gouvernementales pour le projet des aménagements de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs.

Pour **Hydro-Québec TransÉnergie**, l'amélioration de la qualité du service de même que la fiabilité et la sécurité du réseau de transport d'électricité demeureront des enjeux majeurs. Au-delà des investissements visant la réfection des équipements, la division poursuivra des projets comme l'ajout d'équipements de déglaçage des lignes au poste de Lévis ainsi que l'intégration au réseau de la production de nouvelles installations, dont la centrale de la Toulnustouc, la centrale de l'Eastmain-1 et les parcs éoliens. De plus, elle poursuivra ses activités de transport d'électricité à l'international, principalement en Amérique du Sud, où elle est déjà bien établie.

Hydro-Québec Distribution concentrera ses efforts sur la fourniture d'une alimentation électrique fiable et sécuritaire aux Québécois, sur la prestation de services adaptés aux attentes prioritaires de ses clients et sur la promotion de l'efficacité énergétique. Ainsi, la division continuera d'investir dans divers programmes d'extension, d'automatisation et de renforcement du réseau de distribution, notamment, en vue de répondre à la croissance de la demande et d'assurer le maintien de ses actifs. En 2005, le projet SIC franchira une étape importante avec la livraison des volets relatifs aux clientèles d'affaires et commerciale ainsi qu'au mesurage pour toutes les clientèles, sauf les grandes entreprises. De plus, en 2005, la division consacrera plus de ressources au Plan global en efficacité énergétique que ce qui était prévu dans le *Plan stratégique 2004-2008*. Elle mise sur cette initiative pour améliorer la sécurité de ses approvisionnements énergétiques. Comme l'indique le *Plan d'approvisionnement 2005-2014* soumis à la Régie de l'énergie en novembre 2004, l'augmentation des investissements dans ce domaine, de l'ordre de 1 G$ sur une période de huit ans (2003-2010), permettra d'économiser 3 TWh à l'horizon 2010.

Pour combler ses besoins au-delà du volume d'électricité patrimoniale en 2005, Hydro-Québec Distribution a procédé, à l'automne 2004, à des appels d'offres pour environ 3,5 TWh. Des appels d'offres à court terme seront lancés au cours de l'exercice pour couvrir la fin de 2005 et une partie de 2006.

Rapport de la Direction

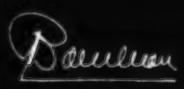
Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec ainsi que l'ensemble des renseignements contenus dans le présent rapport sont la responsabilité de la Direction et sont approuvés par le Conseil d'administration. Les états financiers ont été dressés par la Direction conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et aux décisions de la Régie de l'énergie relatives au transport et à la distribution de l'électricité ainsi qu'à la distribution du gaz naturel au Québec. Les états financiers comprennent des montants déterminés d'après les meilleures estimations et selon le jugement de la Direction. L'information financière présentée ailleurs dans le Rapport annuel est conforme à celle qui est fournie dans les états financiers.

La Direction maintient un système de contrôles internes qui comprend la communication aux employés des règles d'éthique et du code de conduite d'Hydro-Québec dans le but, notamment, d'assurer une gestion intègre des ressources ainsi qu'une conduite ordonnée des affaires. Ce système a pour objet de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente et fiable et que les biens d'Hydro-Québec sont convenablement comptabilisés et protégés. Un processus de vérification interne contribue à évaluer le caractère suffisant et l'efficacité du contrôle, de même que les politiques et procédures d'Hydro-Québec. Des recommandations découlant de ce processus sont ensuite soumises à la Direction et au Comité de vérification.

Le Conseil d'administration est responsable de la gouvernance de l'entreprise. Il s'acquitte de sa responsabilité à l'égard des états financiers consolidés principalement par l'entremise de son Comité de vérification, composé uniquement d'administrateurs indépendants, qui n'exercent pas une fonction à plein temps au sein de la Société ou dans l'une de ses filiales. Ce comité a pour mandat de s'assurer que les états financiers donnent une image fidèle de la situation financière d'Hydro-Québec, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie. Le Comité de vérification rencontre régulièrement la Direction, le vérificateur général et les vérificateurs externes afin de discuter des résultats de leurs vérifications ainsi que de leurs constatations quant à l'intégrité et à la qualité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes d'Hydro-Québec. Le vérificateur général et les vérificateurs externes ont librement et pleinement accès au Comité de vérification, en présence ou non de la Direction.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés conjointement par les vérificateurs externes Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. et PricewaterhouseCoopers s.r.l., nommés par l'actionnaire.

Le président
du Conseil d'administration,



André Bourbeau

Le président-directeur général,



André Caillé

Le Vice-président exécutif
aux finances et chef
des services financiers,



Daniel Leclair

Montréal, Québec
Le 16 mars 2005

Rapport des vérificateurs

Au Ministre des Finances du Québec,

Nous avons vérifié le bilan consolidé d'Hydro-Québec au 31 décembre 2004 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la Direction d'Hydro-Québec. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la Direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Hydro-Québec au 31 décembre 2004, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Conformément aux exigences de la *Loi sur le vérificateur général* (L.R.Q., chapitre V-5.01), nous déclarons qu'à notre avis, compte tenu de l'application rétroactive et à l'exception de l'application prospective des modifications de conventions comptables telles qu'expliquées à la note 2, ces principes ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Samson Bélair
Deloitte & Touche s.e.n.c.

Comptables agréés

PricewaterhouseCoopers s.e.n.c.

Comptables agréés

Montréal, Québec
Le 16 mars 2005

États financiers consolidés

Résultats consolidés

Exercice terminé le 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressés, note 2)
Produits		10 698	10 509
Charges			
Exploitation		2 268	2 174
Achats d'électricité et de combustible		1 467	1 383
Amortissement	3	1 941	1 830
Taxes	4	620	576
		6 296	5 963
Bénéfice d'exploitation		4 402	4 546
Frais financiers	5	2 261	2 656
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle		2 141	1 890
Part des actionnaires sans contrôle		9	4
Bénéfice provenant des activités poursuivies		2 132	1 886
Activités abandonnées	6	303	52
Bénéfice net		2 435	1 938

Bénéfices non répartis consolidés

Exercice terminé le 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressés, note 2)
Solde au début de l'exercice, déclaré antérieurement		10 863	9 897
Redressement pour l'application rétroactive d'une modification de convention comptable	2	1	(6)
Solde au début de l'exercice, redressé		10 864	9 891
Bénéfice net		2 435	1 938
		13 299	11 829
Dividendes déclarés	20	1 350	965
Solde à la fin de l'exercice		11 949	10 864

États financiers consolidés

Résultats consolidés

Exercice terminé le 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressés, note 2)
Produits		**10 698**	10 509
Charges			
Exploitation		**2 268**	2 174
Achats d'électricité et de combustible		**1 467**	1 383
Amortissement	3	**1 941**	1 830
Taxes	4	**620**	576
		6 296	5 963
Bénéfice d'exploitation		**4 402**	4 546
Frais financiers	5	**2 261**	2 656
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle		**2 141**	1 890
Part des actionnaires sans contrôle		**9**	4
Bénéfice provenant des activités poursuivies		**2 132**	1 886
Activités abandonnées	6	**303**	52
Bénéfice net		**2 435**	1 938

Bénéfices non répartis consolidés

Exercice terminé le 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressés, note 2)
Solde au début de l'exercice, déclaré antérieurement		**10 863**	9 897
Redressement pour l'application rétroactive d'une modification de convention comptable	2	**1**	(6)
Solde au début de l'exercice, redressé		**10 864**	9 891
Bénéfice net		**2 435**	1 938
		13 299	11 829
Dividendes déclarés	20	**1 350**	965
Solde à la fin de l'exercice		**11 949**	10 864

Bilan consolidé

Au 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressé, note 2)
ACTIF			
Immobilisations	7	**51 589**	50 904
Actif à court terme			
Espèces et quasi-espèces		**94**	192
Placements		**72**	236
Débiteurs		**1 954**	1 872
Swaps et fonds d'amortissement	9	**43**	101
Matériaux, combustible et fournitures		**328**	426
		2 491	2 827
Autres actifs à long terme			
Placements	8	**252**	794
Swaps et fonds d'amortissement	9	**1 671**	884
Fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire	10	**28**	24
Écarts d'acquisition	11	**79**	298
Actifs incorporels	12	**732**	711
Autres éléments d'actif	13	**1 194**	1 289
		3 956	4 000
		58 036	57 731
PASSIF ET AVOIR DE L'ACTIONNAIRE			
Dette à long terme	14	**32 521**	34 351
Passif à court terme			
Emprunts		**53**	77
Créditeurs et charges à payer		**1 832**	1 603
Dividendes à payer		**1 350**	965
Intérêts courus		**974**	970
Tranche de la dette à long terme à moins d'un an	14	**1 948**	1 629
		6 157	5 244
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	15	**264**	234
Autres passifs à long terme	16	**2 357**	2005
Dette à perpétuité	17	**391**	440
Part des actionnaires sans contrôle		**126**	329
Avoir de l'actionnaire	20		
Capital-actions		**4 374**	4 374
Bénéfices non répartis		**11 949**	10 864
Écarts de conversion		**(103)**	(110)
		16 220	15 128
		58 036	57 731

Le président du Comité de vérification,

Yvon Lamontagne

Le président du Conseil d'administration,

André Bourbeau

Flux de trésorerie consolidés

Exercice terminé le 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressés, note 2)
Activités d'exploitation			
Bénéfice provenant des activités poursuivies		**2 132**	1 886
Amortissement des immobilisations et des actifs incorporels		**1 845**	1 750
Amortissement des frais reportés		**35**	76
Amortissement des autres frais (crédits) reportés liés à la dette		**(225)**	118
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	21	**(3)**	(61)
Autres		**216**	26
		4 000	3 795
Activités d'investissement			
Immobilisations et actifs incorporels		**(3 226)**	(3 052)
Placements à long terme		**107**	39
Cession de participations, déduction faite des espèces et quasi-espèces cédées		**894**	–
Variation nette des placements à court terme		**159**	697
Autres		**(64)**	3
		(2 130)	(2 313)
Activités de financement			
Émission de dette à long terme		**1 916**	2 300
Échéance de dette à long terme et rachat du fonds d'amortissement		**(1 802)**	(2 697)
Rachat anticipé de dette à long terme		**(738)**	(897)
Encaissements (décaissements) découlant de la gestion du risque de crédit		**(438)**	257
Variation nette des emprunts à court terme		**(9)**	9
Dividendes versés		**(965)**	(763)
Autres		**79**	210
		(1 957)	(1 581)
Variation des cours du change sur les espèces et quasi-espèces		**(3)**	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies		**(90)**	(104)
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	6	**(8)**	3
Variation nette des espèces et quasi-espèces		**(98)**	(101)
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice		**192**	293
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice		**94**	192
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie	21		

Bilan consolidé

Au 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressé, note 2)
ACTIF			
Immobilisations	7	**51 589**	50 904
Actif à court terme			
Espèces et quasi-espèces		**94**	192
Placements		**72**	236
Débiteurs		**1 954**	1 872
Swaps et fonds d'amortissement	9	**43**	101
Matériaux, combustible et fournitures		**328**	426
		2 491	2 827
Autres actifs à long terme			
Placements	8	**252**	794
Swaps et fonds d'amortissement	9	**1 671**	884
Fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire	10	**28**	24
Écarts d'acquisition	11	**79**	298
Actifs incorporels	12	**732**	711
Autres éléments d'actif	13	**1 194**	1 289
		3 956	4 000
		58 036	57 731
PASSIF ET AVOIR DE L'ACTIONNAIRE			
Dette à long terme	14	**32 521**	34 351
Passif à court terme			
Emprunts		**53**	77
Créditeurs et charges à payer		**1 832**	1 603
Dividendes à payer		**1 350**	965
Intérêts courus		**974**	970
Tranche de la dette à long terme à moins d'un an	14	**1 948**	1 629
		6 157	5 244
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	15	**264**	234
Autres passifs à long terme	16	**2 357**	2005
Dette à perpétuité	17	**391**	440
Part des actionnaires sans contrôle		**126**	329
Avoir de l'actionnaire	20		
Capital-actions		**4 374**	4 374
Bénéfices non répartis		**11 949**	10 864
Écarts de conversion		**(103)**	(110)
		16 220	15 128
		58 036	57 731

Le président du Comité de vérification,

Yvon Lamontagne

Le président du Conseil d'administration,

André Bourbeau

Flux de trésorerie consolidés

Exercice terminé le 31 décembre M$	notes	2004	2003 (redressés, note 2)
Activités d'exploitation			
Bénéfice provenant des activités poursuivies		**2 132**	1 886
Amortissement des immobilisations et des actifs incorporels		**1 845**	1 750
Amortissement des frais reportés		**35**	76
Amortissement des autres frais (crédits) reportés liés à la dette		**(225)**	118
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	21	**(3)**	(61)
Autres		**216**	26
		4 000	3 795
Activités d'investissement			
Immobilisations et actifs incorporels		**(3 226)**	(3 052)
Placements à long terme		**107**	39
Cession de participations, déduction faite des espèces et quasi-espèces cédées		**894**	–
Variation nette des placements à court terme		**159**	697
Autres		**(64)**	3
		(2 130)	(2 313)
Activités de financement			
Émission de dette à long terme		**1 916**	2 300
Échéance de dette à long terme et rachat du fonds d'amortissement		**(1 802)**	(2 697)
Rachat anticipé de dette à long terme		**(738)**	(897)
Encaissements (décaissements) découlant de la gestion du risque de crédit		**(438)**	257
Variation nette des emprunts à court terme		**(9)**	9
Dividendes versés		**(965)**	(763)
Autres		**79**	210
		(1 957)	(1 581)
Variation des cours du change sur les espèces et quasi-espèces		**(3)**	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies		**(90)**	(104)
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	6	**(8)**	3
Variation nette des espèces et quasi-espèces		**(98)**	(101)
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice		**192**	293
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice		**94**	192
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie	21		

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.

Note 1 Principales conventions comptables

Selon la loi qui la régit, la société d'État Hydro-Québec (la Société) a pour objets de fournir de l'énergie et d'œuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, de ses filiales, toutes en propriété exclusive, et de ses coentreprises (collectivement Hydro-Québec).

Réglementation

La *Loi sur la Régie de l'énergie* accorde à la Régie de l'énergie (la Régie) la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée et distribuée par la Société. De ce fait, les activités de transport et de distribution de l'électricité de la Société au Québec sont dites réglementées. Par ailleurs, cette loi prévoit que les tarifs sont fixés de manière à permettre le recouvrement du coût de la prestation du service et un rendement raisonnable sur la base de tarification.

Les activités de transport d'électricité de la Société sont assujetties à la décision D-2002-95, rendue par la Régie en avril 2002. Dans cette décision, la Régie fixe le coût de la prestation du service et accorde un rendement de 9,72 % sur la base de tarification, fondé sur une structure de capital présumée, comportant 30 % d'avoir de l'actionnaire.

Les activités de distribution d'électricité de la Société sont tributaires d'un ensemble de décisions rendues par la Régie de mai 2003 à mars 2004 (D-2003-232, D-2004-47 et D-2004-57). Ces décisions portent sur la reconnaissance de principes et de pratiques réglementaires à suivre pour établir les tarifs, et elles accordent des hausses tarifaires uniformes de 3 % et de 1,41 %, en vigueur le 1er janvier et le 1er avril 2004 respectivement. Par suite de ces décisions, le rendement sur la base de tarification accordé par la Régie au distributeur est fixé à 7,99 %. Il est fondé sur une structure de capital présumée, comportant 35 % d'avoir de l'actionnaire.

Les états financiers consolidés tiennent compte de certaines pratiques comptables autorisées par la Régie et appliquées aux activités réglementées de la Société. Ces pratiques diffèrent de celles qui sont appliquées dans les entreprises non réglementées. Elles concernent notamment les éléments suivants : la capitalisation des coûts nets liés aux cessions d'immobilisations et d'actifs incorporels ; le remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998 ; les frais reportés liés au versement d'incitatifs à la clientèle visée par l'abrogation du tarif bi-énergie BT, amortis à partir du 1er avril 2006 ; les frais reportés liés au *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* ainsi que leur amortissement ; de même que la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, qui comprend les rendements de l'avoir de l'actionnaire autorisés par la Régie. Par ailleurs, la méthode d'établissement du coût de la dette acceptée par la Régie tient compte de l'impact des instruments dérivés à long terme utilisés dans le cadre de la gestion intégrée.

Si les tarifs n'étaient pas réglementés, les coûts nets liés aux cessions d'immobilisations, certains frais liés au *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* de même que les frais reportés liés à l'abrogation du tarif bi-énergie BT seraient imputés aux charges de l'exercice au cours duquel ils auraient été engagés. Le remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998 serait amorti sur des périodes généralement plus longues, et la capitalisation des frais financiers ne tiendrait pas compte des rendements de l'avoir de l'actionnaire.

Consolidation

Les participations dans les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les placements dans les entreprises sur lesquelles Hydro-Québec peut exercer une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation, alors que les placements en capital-risque sont généralement comptabilisés au coût. Les autres placements à long terme sont comptabilisés au coût.

Les résultats et les flux de trésorerie des participations d'Hydro-Québec International sont consolidés avec un trimestre de décalage. La situation financière de ces participations présentée au bilan consolidé d'Hydro-Québec est celle au 30 septembre. Si des opérations ou des événements importants surviennent au cours du quatrième trimestre, ils sont reflétés dans les états financiers de l'exercice d'Hydro-Québec.

Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la Direction établisse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants figurant dans les états financiers. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Produits

Les produits sont constatés lorsque l'électricité est livrée ou que les services sont rendus. Les produits des ventes d'électricité réalisées au Québec sont comptabilisés suivant le cycle de facturation. La Société tient également compte de l'électricité livrée mais non encore facturée.

Impôts sur les bénéfices

La Société et la majorité de ses filiales ne présentent pas de charge d'impôts sur les bénéfices, car elles sont exonérées d'impôt au Canada, à titre de sociétés détenues par l'État.

Les filiales et les coentreprises constituées en sociétés par actions qui sont assujetties à l'impôt utilisent la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices.

Conversion des devises

OPÉRATIONS CONCLUES EN DEVISES

Les produits et charges résultant d'opérations conclues en devises sont convertis en dollars canadiens aux cours en vigueur lors des opérations. Les éléments monétaires de l'actif et du passif sont convertis en dollars canadiens aux cours de clôture à la date du bilan, et les éléments non monétaires sont convertis aux cours en vigueur lors des opérations.

Les gains ou pertes de change résultant de la conversion des éléments monétaires sont inclus dans les résultats, à moins qu'ils ne soient reliés à des éléments de couverture de ventes futures prévues en dollars américains conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA), intitulée Relations de couverture, auquel cas ils sont reportés à l'année de réalisation de ces ventes.

ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

Les états financiers des principaux établissements étrangers considérés comme autonomes en matière de gestion financière et d'exploitation sont convertis selon la méthode du taux courant, la devise étrangère étant utilisée comme unité de mesure. Les gains ou pertes de change sont présentés au poste Écarts de conversion à l'Avoir de l'actionnaire. Les états financiers des établissements étrangers considérés comme intégrés en matière de gestion financière et d'exploitation sont convertis selon la méthode temporelle.

Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées au coût. Ce coût comprend les matériaux, la main-d'œuvre, les autres frais directement contributifs aux activités de construction et les frais financiers capitalisés pendant la période de réalisation des travaux. Les contributions reçues de tiers sont portées en diminution du coût des immobilisations visées.

Les frais financiers capitalisés aux immobilisations en cours sont établis selon le coût moyen de la dette à long terme de la Société à la fin de l'exercice précédent. Les frais financiers capitalisés aux immobilisations en cours reliées à des activités réglementées de transport et de distribution tiennent compte des rendements de l'avoir de l'actionnaire. La portion correspondant aux rendements de l'avoir de l'actionnaire est intégrée aux Produits dans les résultats consolidés.

Les coûts des immobilisations en cours sont virés aux immobilisations en service lorsque la construction est terminée et que les installations sont mises en service.

Note 1 Principales conventions comptables (suite)

Les immobilisations sont amorties sur leur durée de vie utile, principalement selon la méthode à intérêts composés, au taux de 3 %. En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, la période d'amortissement maximale est fixée à 50 ans. Les périodes d'amortissement pour les principales catégories d'immobilisations sont les suivantes :

Production hydraulique	45 à 50 ans
Production thermique, y compris la production nucléaire	15 à 30 ans
Postes et lignes de transport	30 à 50 ans
Postes et lignes de distribution	25 à 40 ans

Lorsqu'il y a cession d'immobilisations non réglementées, le coût de ces dernières et celui de leur démantèlement, déduction faite de l'amortissement cumulé et de la valeur de récupération, sont portés aux résultats de l'exercice. Lors de la cession d'immobilisations réglementées, ces coûts sont imputés à un compte distinct et amortis sur une période maximale de dix ans selon la méthode à intérêts composés, au taux de 3 %.

Dépréciation d'actifs à long terme

Hydro-Québec revoit la valeur comptable de ses immobilisations lorsque des événements ou des changements de situation portent à croire que les flux de trésorerie nets prévus non actualisés pourraient être inférieurs à la valeur comptable des immobilisations. S'ils le sont, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est constatée.

Espèces, quasi-espèces et placements à court terme

Les espèces et quasi-espèces sont constituées de l'encaisse et des placements à court terme liquides ayant une échéance inférieure ou égale à trois mois à partir de la date d'acquisition. Les placements dont l'échéance varie entre trois et douze mois font l'objet d'un poste distinct sous la rubrique Actif à court terme du bilan.

Les placements à court terme sont comptabilisés au coût non amorti.

Avantages sociaux futurs

La Société offre à l'ensemble de son personnel un régime de retraite contributif à prestations déterminées de type fin de carrière, ainsi que d'autres avantages postérieurs à la retraite et à l'emploi.

Le coût des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à la retraite accordés en échange des services rendus au cours de l'exercice est calculé selon la méthode actuarielle de répartition des prestations au prorata des années de service et est basé sur les hypothèses économiques et démographiques les plus probables selon la Direction.

Aux fins de l'établissement de ses obligations relatives aux régimes d'avantages sociaux futurs, la Société a adopté les conventions suivantes :

Le coût des services passés découlant des modifications aux régimes et les soldes transitoires relatifs au régime de retraite et aux avantages postérieurs à la retraite au 1er janvier 1999 sont amortis sur des périodes n'excédant pas la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs, qui était de 13 ans au 1er janvier 2004 (13 ans au 1er janvier 2003), selon la méthode linéaire.

Un montant au titre de l'amortissement du gain actuariel ou de la perte actuarielle est constaté dans la charge de l'exercice, si le gain actuariel net non amorti ou la perte actuarielle nette non amortie au début de l'exercice excède 10 % de la valeur des obligations au titre des prestations constituées ou 10 % de la valeur liée au marché de l'actif du régime, selon le plus élevé des deux montants. L'amortissement correspond à l'excédent divisé par la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs.

Le rendement prévu des actifs du régime de retraite est fondé sur une valeur liée au marché qui est déterminée par l'application d'une moyenne mobile sur cinq ans, dans le cas des titres de participation détenus, et par l'évaluation à leur juste valeur des autres catégories d'actifs.

La valeur de l'avantage découlant de l'écart entre les cotisations effectivement versées par les employés et leurs cotisations moyennes prévues sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs, pour l'exercice, est présentée en réduction du coût des services rendus, à titre de cotisation réputée versée. Ce montant est amorti selon la méthode de l'amortissement des gains et pertes actuariels.

Écarts d'acquisition et actifs incorporels

L'excédent du coût des placements dans les filiales et les coentreprises sur la quote-part de la juste valeur de l'actif net acquis est inscrit comme écart d'acquisition. Les actifs incorporels sont comptabilisés au coût.

Les écarts d'acquisition et les actifs incorporels ayant une durée de vie indéfinie ne font l'objet d'aucun amortissement. Ces actifs sont soumis à un test de dépréciation, annuellement ou à intervalles plus fréquents si des événements laissent croire que l'actif pourrait avoir subi une perte de valeur. Tout excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est imputé aux résultats de la période au cours de laquelle la dépréciation a été déterminée.

Les actifs incorporels dont la durée de vie utile est déterminée sont amortis sur leur durée de vie utile. Les méthodes et les périodes d'amortissement utilisées pour ces actifs sont les suivantes :

Logiciels, licences et brevets	méthodes linéaire et à intérêts composés à 3 %	3 à 15 ans
Droits	méthode à intérêts composés à 3 %	40 ans
Études environnementales	méthode à intérêts composés à 3 %	5 ans

Fonds d'amortissement

Les fonds d'amortissement sont constitués d'obligations de la Société, d'obligations émises par le gouvernement du Canada ou d'obligations émises ou garanties par le gouvernement du Québec. Les titres de la Société sont déduits de la dette à long terme, alors que les autres titres sont présentés aux postes Swaps et fonds d'amortissement.

Les titres détenus dans les fonds d'amortissement sont comptabilisés au coût non amorti. La différence entre le coût et la valeur nominale à l'échéance est amortie sur la durée restante du titre.

Instruments dérivés

Dans le cadre de la gestion intégrée, Hydro-Québec utilise divers instruments dérivés pour atténuer les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette à long terme ainsi que le risque de change lié aux ventes et le risque de variation du prix de l'énergie et des matières premières.

La comptabilité de couverture est appliquée aux instruments dérivés désignés en couverture qui respectent les critères énoncés dans la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13.

Les swaps de devises utilisés pour gérer le risque de change associé à la dette à long terme et aux ventes en dollars américains sont convertis aux cours de clôture à la date du bilan. Ceux qui constituent des soldes débiteurs sont présentés aux postes Swaps et fonds d'amortissement, tandis que ceux qui représentent des soldes créditeurs sont présentés au poste Dette à long terme. Les gains ou pertes sur les swaps de devises associés aux remboursements de la dette à long terme sont inclus dans les résultats, alors que les gains ou pertes sur les swaps de devises associés aux ventes en dollars américains sont reportés à l'échéance et constatés à titre de frais financiers dans l'exercice de réalisation des ventes, en conformité avec la pratique acceptée par la Régie.

Les échanges d'intérêt qui découlent des swaps utilisés pour modifier à long terme l'exposition au risque de taux d'intérêt, sont hors bilan. Ils sont rapprochés de la charge d'intérêts relative aux emprunts auxquels ils se rattachent. Les montants correspondants à payer ou à recevoir sont pris en compte à titre d'ajustement des intérêts courus.

Note 1 Principales conventions comptables (suite)

Les instruments dérivés (contrats à terme et swaps) utilisés à court terme dans la gestion des risques financiers sur une période ne dépassant pas trois ans sont inscrits au coût. Les gains ou pertes matérialisés sur ces instruments sont reportés hors bilan et constatés aux résultats dans la même période que l'élément couvert.

Les instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux fluctuations du prix de l'énergie sont comptabilisés au coût, et les gains ou pertes y afférents sont reportés et imputés aux résultats de manière qu'ils concordent avec ceux ou celles qui résultent de la position de risque inverse à laquelle ces instruments sont associés.

S'il s'avère qu'un instrument dérivé ne remplit plus les conditions de couverture, s'il est vendu ou liquidé, ou si Hydro-Québec met fin à la désignation de la relation de couverture, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée sur une base prospective. La juste valeur de l'instrument dérivé est alors comptabilisée et reportée pour être incluse aux résultats au cours des périodes où l'élément couvert influe sur les résultats. Dans le cas où c'est l'élément couvert qui cesse d'exister, les gains ou pertes reportés jusqu'alors sont immédiatement imputés aux résultats.

Dans les cas où le traitement comptable de couverture ne peut être appliqué, les variations réalisées et non réalisées de la juste valeur sont constatées aux résultats, dans la période où elles surviennent.

La juste valeur des instruments dérivés est estimée en fonction des taux au comptant ou des taux ou prix à terme en vigueur à la fermeture des marchés, à la date du bilan. En l'absence de cette information pour un instrument donné, la Direction se réfère au taux ou au prix à terme d'un instrument équivalent. L'estimation de la juste valeur des options repose, quant à elle, sur des modèles d'évaluation reconnus par les marchés financiers.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société comptabilise les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la période au cours de laquelle ces obligations juridiques naissent, lorsqu'il est possible de faire une estimation raisonnable de leur juste valeur. Les coûts correspondants de mise hors service sont ajoutés à la valeur comptable de l'immobilisation en cause et sont amortis sur sa durée de vie utile. Dans les exercices postérieurs, toute variation due à l'écoulement du temps est imputée aux charges d'exploitation de l'exercice courant (charge de désactualisation), et le montant correspondant est ajouté à la valeur comptable du passif. Les variations résultant de révisions de l'échéancier ou du montant des flux de trésorerie non actualisés sont constatées comme une augmentation ou une diminution de la valeur comptable du passif au titre des obligations liées à la mise hors service, et l'ajustement correspondant de mise hors service est comptabilisé comme partie de la valeur comptable de l'immobilisation en cause.

Les flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour régler les obligations sont établis d'après des études qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et sur l'échéancier à adopter pour la mise hors service de ces immobilisations. La Société révise périodiquement l'évaluation de ces flux en fonction des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, ainsi que des progrès technologiques éventuels et de l'évolution des normes et règlements en matière de déclassement de centrales nucléaires.

Données comparatives

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés pour respecter la présentation de l'exercice courant.

Note 2 Modifications de conventions comptables

Récentes modifications

2003

INFORMATIONS À FOURNIR SUR LES GARANTIES

Le 1er janvier 2003, Hydro-Québec a adopté les recommandations de la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-14 du *Manuel de l'ICCA*, intitulée Informations à fournir sur les garanties. Selon cette note d'orientation, Hydro-Québec doit fournir des informations sur les garanties données, sans égard à la probabilité qu'elle soit tenue d'effectuer les paiements en vertu de ces garanties. La note 23 ci-après, intitulée Engagements et éventualités, présente les informations requises sur les garanties.

SORTIE D'ACTIFS À LONG TERME ET ABANDON D'ACTIVITÉS

Le 1er mai 2003, Hydro-Québec a adopté les recommandations du nouveau chapitre 3475 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information relativement aux sorties d'actifs à long terme. Il fournit des critères de classification des actifs destinés à la vente et spécifie que ces actifs doivent être présentés au moindre de leur coût et de leur juste valeur, diminuée des frais de sortie. Enfin, il précise les critères de classification d'une sortie d'actifs à titre d'activité abandonnée ainsi que les normes de présentation et d'information relatives aux activités abandonnées et aux autres sorties d'actifs à long terme. L'adoption de ces normes n'a pas eu d'incidence sur les états financiers.

2004

RELATIONS DE COUVERTURE

Le 1er janvier 2004, Hydro-Québec a adopté prospectivement les recommandations de la NOC-13 du *Manuel de l'ICCA*. Cette nouvelle note d'orientation établit les conditions d'application de la comptabilité de couverture. Elle traite particulièrement de l'identification, de la désignation, de la documentation et de l'efficacité des relations de couverture ainsi que de la cessation de l'application de la comptabilité de couverture. Les instruments dérivés utilisés dans la gestion des risques et conformes aux critères d'admissibilité à la comptabilité de couverture sont comptabilisés selon la méthode décrite à la note 1. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non conformes à ces critères sont portées aux résultats.

À la suite de l'adoption de la nouvelle note d'orientation, les relations de couverture ayant cessé d'être admissibles à la comptabilité de couverture ont été comptabilisées en conformité avec les dispositions transitoires prévues. La différence entre la valeur comptable et la juste valeur des instruments dérivés faisant l'objet de ces relations de couverture a été reportée et sera constatée dans les résultats de la même période que les gains, pertes, produits ou charges connexes liés à l'élément couvert à l'origine. Ainsi, pour les relations de couverture résiliées au 1er janvier 2004, la constatation au bilan des instruments dérivés à leur juste valeur a donné lieu à la comptabilisation d'une perte reportée de l'ordre de 65 M$.

DÉPRÉCIATION D'ACTIFS À LONG TERME

Le 1er janvier 2004, Hydro-Québec a adopté prospectivement les recommandations du chapitre 3063 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé Dépréciation d'actifs à long terme. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure et d'information applicables à la dépréciation d'actifs à long terme destinés à être utilisés par Hydro-Québec, et il précise qu'un actif à long terme doit être soumis à un test de recouvrabilité lorsque des événements ou des changements de situation portent à croire que sa valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Le test de recouvrabilité repose sur la comparaison entre la valeur comptable de l'actif et les flux de trésorerie nets prévus non actualisés qui y sont directement associés et qui sont susceptibles de découler de l'utilisation ou de l'éventuelle sortie de cet actif. Si les flux de trésorerie nets prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est constatée, et cette juste valeur devient le nouveau coût de base de l'actif. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie futurs actualisés si les cours du marché ne sont pas connus. L'adoption de ces normes n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de 2004.

Note 2 Modifications de conventions comptables (suite)

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Le 1er janvier 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations du chapitre 3110 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Cette norme exige la constatation et l'évaluation des passifs liés aux obligations juridiques afférentes à la mise hors service d'une immobilisation. Le passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation est évalué initialement à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle cette obligation naît, lorsqu'il est possible de faire une estimation raisonnable. Un coût correspondant de mise hors service est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation en cause et est amorti sur sa durée de vie utile. Dans les exercices postérieurs, le passif est rajusté pour refléter tout changement dû à l'écoulement du temps, à la révision de l'échéancier de la mise hors service ou à la révision du montant des flux de trésorerie non actualisés par rapport à l'estimation originale. Conformément à la norme, Hydro-Québec a appliqué ces modifications rétroactivement et les chiffres de l'exercice précédent ont été redressés.

L'application rétroactive de ces recommandations a eu pour effet d'augmenter de 1 M$ les bénéfices non répartis au 1er janvier 2004. À la suite du redressement des chiffres de l'exercice 2003, les charges d'exploitation ont augmenté de 17 M$, la charge d'amortissement a diminué de 24 M$, les immobilisations ont augmenté de 29 M$ et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont augmenté de 28 M$.

L'adoption de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur le bénéfice net de 2004. Les immobilisations et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2004, ont augmenté de 43 M$ et de 59 M$ respectivement.

Le tableau suivant présente l'incidence de l'application de la nouvelle norme comptable :

	2004	2003
Bénéfice net déclaré	**2 435**	1 931
Redressement		7
Bénéfice net redressé	**2 435**	1 938

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Le 30 juin 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations du chapitre 3461 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé Avantages sociaux futurs. Ces recommandations concernent les informations supplémentaires à fournir en vue d'améliorer la compréhension des utilisateurs d'états financiers quant aux obligations des sociétés en matière d'avantages sociaux futurs.

PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS ET NORMES GÉNÉRALES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS

Le 1er janvier 2004, Hydro-Québec a aussi adopté les recommandations des chapitres 1100 et 1400 du *Manuel de l'ICCA*, intitulés respectivement Principes comptables généralement reconnus et Normes générales de présentation des états financiers. Le chapitre 1100 décrit ce que sont les principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR) et en indique les sources. De plus, il fournit des indications sur les sources à consulter pour le choix des conventions comptables à employer et pour la détermination des informations à fournir, et ce, lorsqu'un sujet n'est pas traité explicitement dans les sources premières des PCGR, établissant ainsi une nouvelle codification de la hiérarchie des PCGR canadiens. Quant au chapitre 1400, il donne des directives générales sur la présentation des états financiers et précise en quoi consiste une image fidèle selon les PCGR. L'adoption de ces normes n'a eu aucune incidence sur les états financiers.

Modifications à venir en 2005

SOCIÉTÉS DE PLACEMENT

L'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-18, intitulée Sociétés de placement. Cette note d'orientation exige que les sociétés de placement comptabilisent leurs placements à la juste valeur dans certains cas où de tels placements seraient normalement consolidés ou comptabilisés à la valeur de consolidation. Des critères sont fournis pour permettre de déterminer si une société devrait être classée comme une société de placement. Les sociétés qui ne remplissent pas ces critères seront tenues de satisfaire aux exigences de consolidation ou aux exigences de comptabilisation de leurs placements à la valeur de consolidation. La note d'orientation fournit également des indications sur les circonstances où il y a lieu d'utiliser la juste valeur dans les états financiers de la société mère de la société de placement ou de l'entité qui exerce sur elle une influence notable. Ses dispositions s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1er juillet 2004. L'adoption de cette note d'orientation pourrait résulter en une réduction des placements d'environ 5 M$ et en une augmentation des charges d'exploitation du même ordre.

CONSOLIDATION DES ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

L'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, intitulée Consolidation des entités à détenteurs de droits variables. Cette note d'orientation expose les principes de consolidation applicables à certaines entités sur lesquelles le contrôle s'exerce autrement que par l'exercice des droits de vote. Elle a pour objet de fournir des indications permettant de déterminer dans quels cas une entreprise doit inclure les actifs, les passifs et les résultats des activités d'une telle entité dans ses états financiers consolidés. Ses dispositions s'appliquent aux exercices ouverts et aux périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1er novembre 2004. Hydro-Québec évalue présentement l'incidence de cette note d'orientation sur les états financiers.

Note 3 Amortissement

	2004	2003 (redressé, note 2)
Amortissement des immobilisations	**1 739**	1 637
Amortissement des actifs incorporels	**106**	113
Radiation de projets	**41**	30
Autres	**55**	50
	1 941	1 830

Note 4 Taxes

	2004	2003
Taxe sur le capital	**324**	296
Taxe sur le revenu brut, à titre de taxe foncière municipale sur certains immeubles	**249**	235
Taxes municipales, scolaires et autres	**47**	45
	620	576

Note 2 Modifications de conventions comptables (suite)

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Le 1er janvier 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations du chapitre 3110 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Cette norme exige la constatation et l'évaluation des passifs liés aux obligations juridiques afférentes à la mise hors service d'une immobilisation. Le passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation est évalué initialement à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle cette obligation naît, lorsqu'il est possible de faire une estimation raisonnable. Un coût correspondant de mise hors service est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation en cause et est amorti sur sa durée de vie utile. Dans les exercices postérieurs, le passif est rajusté pour refléter tout changement dû à l'écoulement du temps, à la révision de l'échéancier de la mise hors service ou à la révision du montant des flux de trésorerie non actualisés par rapport à l'estimation originale. Conformément à la norme, Hydro-Québec a appliqué ces modifications rétroactivement et les chiffres de l'exercice précédent ont été redressés.

L'application rétroactive de ces recommandations a eu pour effet d'augmenter de 1 M$ les bénéfices non répartis au 1er janvier 2004. À la suite du redressement des chiffres de l'exercice 2003, les charges d'exploitation ont augmenté de 17 M$, la charge d'amortissement a diminué de 24 M$, les immobilisations ont augmenté de 29 M$ et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ont augmenté de 28 M$.

L'adoption de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur le bénéfice net de 2004. Les immobilisations et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2004, ont augmenté de 43 M$ et de 59 M$ respectivement.

Le tableau suivant présente l'incidence de l'application de la nouvelle norme comptable :

	2004	2003
Bénéfice net déclaré	**2 435**	1 931
Redressement	-	7
Bénéfice net redressé	**2 435**	1 938

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Le 30 juin 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations du chapitre 3461 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé Avantages sociaux futurs. Ces recommandations concernent les informations supplémentaires à fournir en vue d'améliorer la compréhension des utilisateurs d'états financiers quant aux obligations des sociétés en matière d'avantages sociaux futurs.

PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS ET NORMES GÉNÉRALES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS

Le 1er janvier 2004, Hydro-Québec a aussi adopté les recommandations des chapitres 1100 et 1400 du *Manuel de l'ICCA*, intitulés respectivement Principes comptables généralement reconnus et Normes générales de présentation des états financiers. Le chapitre 1100 décrit ce que sont les principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR) et en indique les sources. De plus, il fournit des indications sur les sources à consulter pour le choix des conventions comptables à employer et pour la détermination des informations à fournir, et ce, lorsqu'un sujet n'est pas traité explicitement dans les sources premières des PCGR, établissant ainsi une nouvelle codification de la hiérarchie des PCGR canadiens. Quant au chapitre 1400, il donne des directives générales sur la présentation des états financiers et précise en quoi consiste une image fidèle selon les PCGR. L'adoption de ces normes n'a eu aucune incidence sur les états financiers.

Modifications à venir en 2005

SOCIÉTÉS DE PLACEMENT

L'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-18, intitulée Sociétés de placement. Cette note d'orientation exige que les sociétés de placement comptabilisent leurs placements à la juste valeur dans certains cas où de tels placements seraient normalement consolidés ou comptabilisés à la valeur de consolidation. Des critères sont fournis pour permettre de déterminer si une société devrait être classée comme une société de placement. Les sociétés qui ne remplissent pas ces critères seront tenues de satisfaire aux exigences de consolidation ou aux exigences de comptabilisation de leurs placements à la valeur de consolidation. La note d'orientation fournit également des indications sur les circonstances où il y a lieu d'utiliser la juste valeur dans les états financiers de la société mère de la société de placement ou de l'entité qui exerce sur elle une influence notable. Ses dispositions s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1er juillet 2004. L'adoption de cette note d'orientation pourrait résulter en une réduction des placements d'environ 5 M$ et en une augmentation des charges d'exploitation du même ordre.

CONSOLIDATION DES ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

L'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, intitulée Consolidation des entités à détenteurs de droits variables. Cette note d'orientation expose les principes de consolidation applicables à certaines entités sur lesquelles le contrôle s'exerce autrement que par l'exercice des droits de vote. Elle a pour objet de fournir des indications permettant de déterminer dans quels cas une entreprise doit inclure les actifs, les passifs et les résultats des activités d'une telle entité dans ses états financiers consolidés. Ses dispositions s'appliquent aux exercices ouverts et aux périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1er novembre 2004. Hydro-Québec évalue présentement l'incidence de cette note d'orientation sur les états financiers.

Note 3 Amortissement

	2004	2003 (redressé, note 2)
Amortissement des immobilisations	1 739	1 637
Amortissement des actifs incorporels	106	113
Radiation de projets	41	30
Autres	55	50
	1 941	1 830

Note 4 Taxes

	2004	2003
Taxe sur le capital	324	296
Taxe sur le revenu brut, à titre de taxe foncière municipale sur certains immeubles	249	235
Taxes municipales, scolaires et autres	47	45
	620	576

Note 5 Frais financiers

	2004	2003
Intérêts		
Intérêts sur titres d'emprunt	**2 520**	2 703
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission relatifs aux emprunts	**42**	43
	2 562	2 746
Perte (gain) de change	**(213)**	105
Frais de garantie relatifs aux emprunts	**165**	184
	(48)	289
Moins		
Frais financiers capitalisés	**236**	350
Revenu net de placements	**17**	29
	253	379
	2 261	2 656

Note 6 Activités abandonnées

Le 30 juin 2004, Hydro-Québec a cédé à la Caisse de dépôt et placement du Québec sa participation dans Noverco inc. pour une contrepartie en espèces de 900 M$, dégageant un gain sur disposition de 265 M$. Elle a cédé les 54 actions ordinaires qu'elle détenait dans Noverco inc., soit 41,2 % des actions en circulation, des options d'achat qui portaient sur une tranche additionnelle de 9,2 % des actions, ainsi que des billets subordonnés d'une valeur nominale de 285 M$. Cette participation avait été acquise en 1997 pour la somme de 482 M$ et faisait partie du secteur Pétrole et gaz.

Les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de 2004 et de 2003 ont été présentés comme activités abandonnées. Le tableau suivant présente les résultats et les flux de trésorerie de ces activités :

	2004	2003
Résultats		
Produits	**822**	936
Bénéfice net	**38**	52
Gain sur disposition	**265**	–
Bénéfice découlant des activités abandonnées	**303**	52
Flux de trésorerie		
Activités d'exploitation	**134**	114
Activités d'investissement	**(73)**	(133)
Activités de financement	**(69)**	22
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	**(8)**	3

Au moment de leur cession, les actifs et les passifs des activités abandonnées s'établissaient comme suit :

	2004
Espèces et quasi-espèces	**6**
Autres actifs à court terme	**155**
Actif à long terme	**1 491**
Passif à court terme	**137**
Passif à long terme	**1 169**
Actif net des activités abandonnées	**346**

Note 7 Immobilisations

	2004			
	En service	Amortissement cumulé	En cours	Total
Production				
Hydraulique	27 674	6 763	3 237	**24 148**
Thermique, y compris la production nucléaire	2 515	1 479	74	**1 110**
Autres	806	325	21	**502**
	30 995	8 567	3 332	**25 760**
Transport				
Postes et lignes	21 225	5 539	541	**16 227**
Autres	2 186	1 185	28	**1 029**
	23 411	6 724	569	**17 256**
Distribution				
Postes et lignes	10 104	3 310	176	**6 970**
Autres	2 047	1 036	184	**1 195**
	12 151	4 346	360	**8 165**
Construction	63	48	9	**24**
Pétrole et gaz	–	–	–	**–**
Autres	1 096	744	32	**384**
	67 716	20 429	4 302	**51 589**

	2003			
	En service	Amortissement cumulé	En cours	Total (redressées, note 2)
Production				
Hydraulique	25 629	6 312	3 280	22 597
Thermique, y compris la production nucléaire	2 485	1 380	60	1 165
Autres	832	334	55	553
	28 946	8 026	3 395	24 315
Transport				
Postes et lignes	20 607	5 068	611	16 150
Autres	2 330	1 280	49	1 099
	22 937	6 348	660	17 249
Distribution				
Postes et lignes	9 761	3 069	214	6 906
Autres	2 014	1 004	146	1 156
	11 775	4 073	360	8 062
Construction	60	47	2	15
Pétrole et gaz	1 360	469	10	901
Autres	846	564	80	362
	65 924	19 527	4 507	50 904

Note 5 Frais financiers

	2004	2003
Intérêts		
Intérêts sur titres d'emprunt	2 520	2 703
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission relatifs aux emprunts	42	43
	2 562	2 746
Perte (gain) de change	(213)	105
Frais de garantie relatifs aux emprunts	165	184
	(48)	289
Moins		
Frais financiers capitalisés	236	350
Revenu net de placements	17	29
	253	379
	2 261	2 656

Note 6 Activités abandonnées

Le 30 juin 2004, Hydro-Québec a cédé à la Caisse de dépôt et placement du Québec sa participation dans Noverco inc. pour une contrepartie en espèces de 900 M$, dégageant un gain sur disposition de 265 M$. Elle a cédé les 54 actions ordinaires qu'elle détenait dans Noverco inc., soit 41,2 % des actions en circulation, des options d'achat qui portaient sur une tranche additionnelle de 9,2 % des actions, ainsi que des billets subordonnés d'une valeur nominale de 285 M$. Cette participation avait été acquise en 1997 pour la somme de 482 M$ et faisait partie du secteur Pétrole et gaz.

Les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de 2004 et de 2003 ont été présentés comme activités abandonnées. Le tableau suivant présente les résultats et les flux de trésorerie de ces activités :

	2004	2003
Résultats		
Produits	822	936
Bénéfice net	38	52
Gain sur disposition	265	–
Bénéfice découlant des activités abandonnées	303	52
Flux de trésorerie		
Activités d'exploitation	134	114
Activités d'investissement	(73)	(133)
Activités de financement	(69)	22
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	(8)	3

Au moment de leur cession, les actifs et les passifs des activités abandonnées s'établissaient comme suit :

	2004
Espèces et quasi-espèces	6
Autres actifs à court terme	155
Actif à long terme	1 491
Passif à court terme	137
Passif à long terme	1 169
Actif net des activités abandonnées	346

Note 7 Immobilisations

				2004
	En service	Amortissement cumulé	En cours	Total
Production				
Hydraulique	27 674	6 763	3 237	**24 148**
Thermique, y compris la production nucléaire	2 515	1 479	74	**1 110**
Autres	806	325	21	**502**
	30 995	8 567	3 332	**25 760**
Transport				
Postes et lignes	21 225	5 539	541	**16 227**
Autres	2 186	1 185	28	**1 029**
	23 411	6 724	569	**17 256**
Distribution				
Postes et lignes	10 104	3 310	176	**6 970**
Autres	2 047	1 036	184	**1 195**
	12 151	4 346	360	**8 165**
Construction	63	48	9	**24**
Pétrole et gaz	–	–	–	**–**
Autres	1 096	744	32	**384**
	67 716	20 429	4 302	**51 589**

				2003
	En service	Amortissement cumulé	En cours	Total (redressées, note 2)
Production				
Hydraulique	25 629	6 312	3 280	22 597
Thermique, y compris la production nucléaire	2 485	1 380	60	1 165
Autres	832	334	55	553
	28 946	8 026	3 395	24 315
Transport				
Postes et lignes	20 607	5 068	611	16 150
Autres	2 330	1 280	49	1 099
	22 937	6 348	660	17 249
Distribution				
Postes et lignes	9 761	3 069	214	6 906
Autres	2 014	1 004	146	1 156
	11 775	4 073	360	8 062
Construction	60	47	2	15
Pétrole et gaz	1 360	469	10	901
Autres	846	564	80	362
	65 924	19 527	4 507	50 904

Note 7 Immobilisations (suite)

Au 31 décembre 2004, la Société avait des coûts cumulés dans des avant-projets suspendus pour un montant de 219 M$ (307 M$ au 31 décembre 2003). Ces coûts, pour lesquels elle ne capitalise pas de frais financiers, sont présentés dans les immobilisations en cours.

Étant donné que la réalisation de certains de ces projets est prévue à plus longue échéance, la Société procède périodiquement à la révision des coûts cumulés dans le cadre de ces projets.

Lors de ces révisions, la Direction doit utiliser des estimations et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés à titre d'avant-projets à la date du bilan. Ces avant-projets sont évalués quant à leur rentabilité, en fonction des conditions de marché au moment de la mise en service des équipements, ainsi qu'à leur conformité aux principes du développement durable et à l'accueil que leur réservent les communautés locales. S'il se produisait un changement important dans l'évaluation au regard de ces critères, il pourrait en résulter une réduction du solde des avant-projets.

Au moment de l'abandon d'un projet majeur touchant des immobilisations réglementées, les coûts jugés irrécupérables ne sont pas portés aux charges d'exploitation, mais reportés et amortis sur une période de trois ans, selon la méthode linéaire.

Note 8 Placements

	Notes	2004	2003
Au coût			
Noverco inc.	6		
Billets		–	142
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	23		
Obligations[a]		55	56
Autres[b]		144	189
		199	387
À la valeur de consolidation			
Enbridge Inc.[c]	6	–	258
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	23	53	48
Meiya Power Company Limited[d]		–	101
		53	407
		252	794

a) Obligations garanties par une hypothèque générale (7,5 %) échéant en 2010, d'une valeur nominale de 60 M$ en 2004 (62 M$ en 2003).

b) Comprend des placements en capital-risque à la valeur comptable de 72 M$ et dont la juste valeur s'établissait à 67 M$ au 31 décembre 2004 (101 M$ et 70 M$ au 31 décembre 2003). La juste valeur des actions cotées est déterminée en fonction de la cote boursière à la date du bilan, alors que la juste valeur des actions non cotées est établie selon différentes techniques d'évaluation.

c) La participation était détenue par Noverco inc., qui a été cédée le 30 juin 2004.

d) Le 2 juillet 2004, Hydro-Québec a cédé son placement dans cette société pour la somme de 110 M$, dégageant un gain sur disposition de 7 M$.

Note 9 Swaps et fonds d'amortissement

	2004	2003
Swaps	1 710	981
Fonds d'amortissement	4	4
	1 714	985
Moins		
Portion à court terme	43	101
	1 671	884

Note 10 Fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire

Le 15 novembre 2002, la *Loi concernant la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire* entrait en vigueur. Cette loi exige que les sociétés d'énergie nucléaire propriétaires de tels déchets au Canada mettent sur pied une société de gestion comme entité juridique distincte et créent un fonds en fiducie auprès d'une institution financière, afin de pourvoir au financement de la mise en œuvre de la proposition de gestion des déchets de combustible nucléaire qui sera retenue par le gouvernement du Canada. Pour s'acquitter des responsabilités financières qui incombent à chacun des propriétaires de déchets de combustible nucléaire, la Société a fait un dépôt initial de 20 M$ dans un fonds en fiducie, dans les dix jours suivant la date d'entrée en vigueur de la loi. Elle a l'obligation de verser dans ce même fonds en fiducie des sommes additionnelles de 4 M$ par année, jusqu'à ce que la société de gestion fixe les montants à verser par chacune des sociétés d'énergie nucléaire. Elle effectue le versement exigible depuis 2002. Les sommes sont investies dans des titres négociables à court terme. L'intérêt accumulé sur l'actif fiduciaire revient au fonds en fiducie.

Note 11 Écarts d'acquisition

Les variations de la valeur comptable des écarts d'acquisition par secteurs isolables sont les suivantes :

				2004
	Production	Transport	Pétrole et gaz	Total
Solde au début de l'exercice	10	68	220	**298**
Variations des cours du change	–	1	–	**1**
Cession d'une participation	–	–	(220)	**(220)**
Solde à la fin de l'exercice	10	69	–	**79**

				2003
	Production	Transport	Pétrole et gaz	Total
Solde au début de l'exercice	10	70	222	302
Variations des cours du change	–	(2)	–	(2)
Autres	–	–	(2)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	10	68	220	298

La Société a effectué les tests de dépréciation annuels. Ces tests n'ont révélé aucune perte de valeur des écarts d'acquisition.

Note 7 Immobilisations (suite)

Au 31 décembre 2004, la Société avait des coûts cumulés dans des avant-projets suspendus pour un montant de 219 M$ (307 M$ au 31 décembre 2003). Ces coûts, pour lesquels elle ne capitalise pas de frais financiers, sont présentés dans les immobilisations en cours.

Étant donné que la réalisation de certains de ces projets est prévue à plus longue échéance, la Société procède périodiquement à la révision des coûts cumulés dans le cadre de ces projets.

Lors de ces révisions, la Direction doit utiliser des estimations et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés à titre d'avant-projets à la date du bilan. Ces avant-projets sont évalués quant à leur rentabilité, en fonction des conditions de marché au moment de la mise en service des équipements, ainsi qu'à leur conformité aux principes du développement durable et à l'accueil que leur réservent les communautés locales. S'il se produisait un changement important dans l'évaluation au regard de ces critères, il pourrait en résulter une réduction du solde des avant-projets.

Au moment de l'abandon d'un projet majeur touchant des immobilisations réglementées, les coûts jugés irrécupérables ne sont pas portés aux charges d'exploitation, mais reportés et amortis sur une période de trois ans, selon la méthode linéaire.

Note 8 Placements

	notes	2004	2003
Au coût			
Noverco inc.	6		
Billets		–	142
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	23		
Obligations[a]		55	56
Autres[b]		144	189
		199	387
À la valeur de consolidation			
Enbridge Inc.[c]	6		258
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	23	53	48
Meiya Power Company Limited[d]			101
		53	407
		252	794

a) Obligations garanties par une hypothèque générale (7,5 %) échéant en 2010, d'une valeur nominale de 60 M$ en 2004 (62 M$ en 2003).

b) Comprend des placements en capital-risque à la valeur comptable de 72 M$ et dont la juste valeur s'établissait à 67 M$ au 31 décembre 2004 (101 M$ et 70 M$ au 31 décembre 2003). La juste valeur des actions cotées est déterminée en fonction de la cote boursière à la date du bilan, alors que la juste valeur des actions non cotées est établie selon différentes techniques d'évaluation.

c) La participation était détenue par Noverco inc., qui a été cédée le 30 juin 2004.

d) Le 7 juillet 2004, Hydro-Québec a cédé son placement dans cette société pour la somme de 110 M$, dégageant un gain sur disposition de 7 M$.

Note 9 Swaps et fonds d'amortissement

	2004	2003
Swaps	1 710	981
Fonds d'amortissement	4	4
	1 714	985
Moins		
Portion à court terme	43	101
	1 671	884

Note 10 Fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire

Le 15 novembre 2002, la *Loi concernant la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire* entrait en vigueur. Cette loi exige que les sociétés d'énergie nucléaire propriétaires de tels déchets au Canada mettent sur pied une société de gestion comme entité juridique distincte et créent un fonds en fiducie auprès d'une institution financière, afin de pourvoir au financement de la mise en œuvre de la proposition de gestion des déchets de combustible nucléaire qui sera retenue par le gouvernement du Canada. Pour s'acquitter des responsabilités financières qui incombent à chacun des propriétaires de déchets de combustible nucléaire, la Société a fait un dépôt initial de 20 M$ dans un fonds en fiducie, dans les dix jours suivant la date d'entrée en vigueur de la loi. Elle a l'obligation de verser dans ce même fonds en fiducie des sommes additionnelles de 4 M$ par année, jusqu'à ce que la société de gestion fixe les montants à verser par chacune des sociétés d'énergie nucléaire. Elle effectue le versement exigible depuis 2002. Les sommes sont investies dans des titres négociables à court terme. L'intérêt accumulé sur l'actif fiduciaire revient au fonds en fiducie.

Note 11 Écarts d'acquisition

Les variations de la valeur comptable des écarts d'acquisition par secteurs isolables sont les suivantes :

				2004
	Production	Transport	Pétrole et gaz	Total
Solde au début de l'exercice	10	68	220	**298**
Variations des cours du change	-	1	-	**1**
Cession d'une participation	-	-	(220)	**(220)**
Solde à la fin de l'exercice	10	69	-	**79**

				2003
	Production	Transport	Pétrole et gaz	Total
Solde au début de l'exercice	10	70	222	302
Variations des cours du change	-	(2)	-	(2)
Autres	-	-	(2)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	10	68	220	298

La Société a effectué les tests de dépréciation annuels. Ces tests n'ont révélé aucune perte de valeur des écarts d'acquisition.

Note 12 Actifs incorporels

	2004		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Amortissables			
Logiciels et licences	716	473	**243**
Droits	111	35	**76**
Études environnementales	121	102	**19**
Brevets	37	20	**17**
	985	630	**355**
Non amortissables			
Servitudes			**377**
			732

	2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Amortissables			
Logiciels et licences	611	381	230
Droits	110	33	77
Études environnementales	118	95	23
Brevets	38	15	23
	877	524	353
Non amortissables			
Servitudes			358
			711

La Société a effectué les tests de dépréciation annuels. Ces tests n'ont révélé aucune perte de valeur des actifs incorporels non amortissables.

Note 13 Autres éléments d'actif

	note	2004	2003
Remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998		**152**	166
Actif au titre des prestations constituées	22	**865**	844
Frais reportés		**177**	279
		1 194	1 289

Note 14 Dette à long terme

Composition et échéances

Le tableau suivant présente les obligations, les autres dettes à long terme et les swaps qui constituent des passifs financiers, convertis en dollars canadiens aux cours de clôture à la date du bilan. Ces montants sont présentés selon leur année d'échéance, compte tenu des fonds d'amortissement.

							2004	2003
	Dette de la Société							
Échéance	Dollars canadiens	Dollars américains	Autres devises	Fonds d'amortissement	Total	Filiales et coentreprises	Total	Total
2004	–	–	–	–	–	–	–	1 629
2005	1 053	715	159	(19)	1908	40	**1 948**	2 465
2006	1 328	1 569	299	(72)	3 124	75	**3 199**	3 331
2007	1 500	562	26	(325)	1 763	224	**1 987**	2 106
2008	186	31	1 288	–	1 505	12	**1 517**	1 704
2009	496	36	6	(4)	534	22	**556**	–
1 à 5 ans	4 563	2 913	1 778	(420)	8 834	373	**9 207**	11 235
6 à 10 ans	3 201	2 663	105	(208)	5 761	691	**6 452**	7 435
11 à 15 ans	241	532	614	(43)	1 344	31	**1 375**	1 380
16 à 20 ans	4 679	2 532	–	(106)	7 105	78	**7 183**	7 373
21 à 25 ans	66	2 166	–	(167)	2 065	1	**2 066**	1 311
26 à 30 ans	1 055	1 342	–	(11)	2 386	–	**2 386**	3 426
31 à 35 ans	4 649	–	–	(87)	4 562	–	**4 562**	3 062
36 à 40 ans	285	–	–	–	285	–	**285**	278
41 à 45 ans	12	–	–	–	12	–	**12**	–
46 à 50 ans	82	–	–	–	82	–	**82**	50
51 à 55 ans	–	–	–	–	–	–	–	–
56 à 60 ans	859	–	–	–	859	–	**859**	430
	19 692[a]	12 148	2 497	(1 042)[b]	33 295[c]	1 174	**34 469**	35 980
Moins								
Tranche à moins d'un an	1 053	715	159	(19)	1 908	40	**1 948**	1 629
	18 639	11 433	2 338	(1 023)	31 387	1 134	**32 521**	34 351

a) Comprend 155 M$ et 341 M$ en obligations à coupon zéro, présentées à leur valeur escomptée au taux de financement calculé semestriellement, soit 10,95 % et 10,67 % respectivement. Leur valeur nominale atteindra 282 M$ et 1 729 M$ en 2010 et en 2020 respectivement. D'autres obligations présentées à leur valeur escomptée totalisant 1 189 M$ atteindront une valeur nominale de 1 333 M$ à leur échéance.

b) Les fonds d'amortissement comprennent un fonds spécifique pour la majorité des dettes à escompte considérable. Ce fonds totalisait 425 M$ au 31 décembre 2004 (352 M$ au 31 décembre 2003).

c) Comprend 31 349 M$ d'obligations garanties par le gouvernement du Québec (32 812 M$ au 31 décembre 2003).

Note 12 Actifs incorporels

			2004
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Amortissables			
Logiciels et licences	716	473	**243**
Droits	111	35	**76**
Études environnementales	121	102	**19**
Brevets	37	20	**17**
	985	630	**355**
Non amortissables			
Servitudes			**377**
			732

			2003
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Amortissables			
Logiciels et licences	611	381	230
Droits	110	33	77
Études environnementales	118	95	23
Brevets	38	15	23
	877	524	353
Non amortissables			
Servitudes			358
			711

La Société a effectué les tests de dépréciation annuels. Ces tests n'ont révélé aucune perte de valeur des actifs incorporels non amortissables.

Note 13 Autres éléments d'actif

	note	2004	2003
Remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas de 1998		**152**	166
Actif au titre des prestations constituées	22	**865**	844
Frais reportés		**177**	279
		1 194	1 289

Note 14 Dette à long terme

Composition et échéances

Le tableau suivant présente les obligations, les autres dettes à long terme et les swaps qui constituent des passifs financiers, convertis en dollars canadiens aux cours de clôture à la date du bilan. Ces montants sont présentés selon leur année d'échéance, compte tenu des fonds d'amortissement.

							2004	2003
	Dette de la Société							
Échéance	Dollars canadiens	Dollars américains	Autres devises	Fonds d'amortissement	Total	Filiales et coentreprises	Total	Total
2004	-	-	-	-	-	-	-	1 629
2005	1 053	715	159	(19)	1908	40	**1 948**	2 465
2006	1 328	1 569	299	(72)	3 124	75	**3 199**	3 331
2007	1 500	562	26	(325)	1 763	224	**1 987**	2 106
2008	186	31	1 288	-	1 505	12	**1 517**	1 704
2009	496	36	6	(4)	534	22	**556**	-
1 à 5 ans	4 563	2 913	1 778	(420)	8 834	373	**9 207**	11 235
6 à 10 ans	3 201	2 663	105	(208)	5 761	691	**6 452**	7 435
11 à 15 ans	241	532	614	(43)	1 344	31	**1 375**	1 380
16 à 20 ans	4 679	2 532	-	(106)	7 105	78	**7 183**	7 373
21 à 25 ans	66	2 166	-	(167)	2 065	1	**2 066**	1 311
26 à 30 ans	1 055	1 342	-	(11)	2 386	-	**2 386**	3 426
31 à 35 ans	4 649	-	-	(87)	4 562	-	**4 562**	3 062
36 à 40 ans	285	-	-	-	285	-	**285**	278
41 à 45 ans	12	-	-	-	12	-	**12**	-
46 à 50 ans	82	-	-	-	82	-	**82**	50
51 à 55 ans	-	-	-	-	-	-	-	-
56 à 60 ans	859	-	-	-	859	-	**859**	430
	19 692[a]	12 148	2 497	(1 042)[b]	33 295[c]	1 174	**34 469**	35 980
Moins								
Tranche à moins d'un an	1 053	715	159	(19)	1 908	40	**1 948**	1 629
	18 639	11 433	2 338	(1 023)	31 387	1 134	**32 521**	34 351

a) Comprend 155 M$ et 341 M$ en obligations à coupon zéro, présentées à leur valeur escomptée au taux de financement calculé semestriellement, soit 10,95 % et 10,67 % respectivement. Leur valeur nominale atteindra 282 M$ et 1 729 M$ en 2010 et en 2020 respectivement. D'autres obligations présentées à leur valeur escomptée totalisant 1 189 M$ atteindront une valeur nominale de 1 333 M$ à leur échéance.

b) Les fonds d'amortissement comprennent un fonds spécifique pour la majorité des dettes à escompte considérable. Ce fonds totalisait 425 M$ au 31 décembre 2004 (152 M$ au 31 décembre 2003).

c) Comprend 31 349 M$ d'obligations garanties par le gouvernement du Québec (32 812 M$ au 31 décembre 2003).

Note 14 Dette à long terme (suite)

Répartition de la dette selon la monnaie à l'émission et incidence des swaps et fonds d'amortissement

Le tableau suivant présente la dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an, en dollars canadiens et en devises. Il montre également l'incidence des swaps de devises et des fonds d'amortissement affectés aux remboursements de la dette, qui sont présentés au bilan aux postes Swaps et fonds d'amortissement.

				2004	2003
	Dette à long terme				
	En dollars canadiens et en devises	Aux cours de clôture à la date du bilan[a]	Swaps et fonds d'amortissement	Total	Total
Dette de la Société					
Dollars canadiens	19 076	19 076	(3)	**19 073**	19 081
Dollars américains	8 866	11 722	(1 427)	**10 295**	11 574
Autres devises					
Euros	673	1 285	(178)	**1 107**	1 107
Yens	36 500	515	(38)	**477**	525
Livres sterling	240	595	(61)	**534**	534
Francs suisses	97	102	(6)	**96**	96
		2 497	(283)	**2 214**	2 262
		33 295	(1 713)	**31 582**	32 917
Filiales et coentreprises[b]		1 174	(1)	**1 173**	2 078
		34 469	(1 714)	**32 755**	34 995

a) Comprend 1 460 M$ de passifs financiers constitués de swaps de devises (923 M$ au 31 décembre 2003) et 1 042 M$ de titres Hydro-Québec détenus dans les fonds d'amortissement (732 M$ au 31 décembre 2003).

b) Dette à long terme constituée de 345 M$ en dollars américains et de 328 M$ en unidades de fomento (pesos chiliens indexés) (831 M$ en dollars canadiens, 925 M$ en dollars américains, 319 M$ en unidades de fomento et 3 M$ en renminbi chinois au 31 décembre 2003).

Répartition de la dette selon la monnaie à l'émission et au remboursement

Le tableau suivant présente la répartition de la dette, déduction faite des fonds d'amortissement, convertie en dollars canadiens après la prise en compte des swaps, selon la monnaie à l'émission et selon la monnaie au remboursement.

	2004		2003	
	À l'émission	Au remboursement	À l'émission	Au remboursement
Dette de la Société				
Dollars canadiens	**19 073**	**23 208**	19 081	20 439
Dollars américains	**10 295**	**8 374**[a]	11 574	12 478
Autres devises	**2 214**	-	2 262	-
	31 582	**31 582**	32 917	32 917
Dette des filiales et coentreprises				
Dollars canadiens			831	831
Dollars américains	**845**	**451**	925	672
Autres devises	**328**	**722**	322	575
	1 173	**1 173**	2 078	2 078
	32 755	**32 755**	34 995	34 995

a) De ce montant, 73,1 % couvrait des ventes en dollars américains au 31 décembre 2004 (94,1 % au 31 décembre 2003).

Taux d'intérêt

Les taux d'intérêt d'Hydro-Québec présentés dans le tableau suivant tiennent compte du taux d'intérêt contractuel des emprunts, des escomptes et frais d'émission qui s'y rattachent ainsi que de l'incidence des swaps de taux d'intérêt.

				2004	2003
Échéance	Dollars canadiens	Dollars américains	Autres devises	Moyenne pondérée	Moyenne pondérée
1 à 5 ans	5,43	9,89	4,59	**5,86**	5,24
6 à 10 ans	8,62	7,31	8,20	**7,96**	7,37
11 à 15 ans	6,01	8,43	9,70	**8,33**	7,81
16 à 20 ans	10,61	9,18	9,20	**10,09**	10,01
21 à 25 ans	6,00	8,55	–	**8,46**	8,45
26 à 30 ans	6,70	8,65	–	**7,77**	8,30
31 à 35 ans	5,99	–	–	**5,99**	6,15
36 à 40 ans	6,41	–	–	**6,41**	6,41
41 à 45 ans	–	–	–	–	–
46 à 50 ans	6,44	–	–	**6,44**	6,44
51 à 55 ans	–	–	–	–	–
56 à 60 ans	6,62	–	–	**6,62**	6,62
Moyenne pondérée	7,71	8,52	7,30	**7,97**	7,94

La part de la dette à taux variable d'Hydro-Québec s'élevait à 25,0 %, ou à 25,9 % après dette à perpétuité, au 31 décembre 2004 (24,5 % ou 25,4 % après dette à perpétuité, au 31 décembre 2003). À titre indicatif, une variation de 1 % des taux d'intérêt occasionnerait une variation du bénéfice net de 86 M$ (90 M$ en 2003), si l'on exclut l'incidence des instruments dérivés utilisés dans le cadre de la gestion des risques financiers à court terme (note 18).

Juste valeur

Au 31 décembre 2004, la juste valeur de la dette d'Hydro-Québec s'établissait à 43 969 M$ (45 594 M$ au 31 décembre 2003). Déduction faite des fonds d'amortissement et après la prise en compte des swaps, elle se chiffre à 42 449 M$ (44 445 M$ au 31 décembre 2003).

La juste valeur est obtenue par l'actualisation des flux de trésorerie futurs, qui se fait à partir des taux d'intérêt à terme et des taux de clôture à la date du bilan d'instruments similaires se négociant sur les marchés financiers. La fluctuation de la juste valeur s'explique par la sensibilité de cette dernière aux taux d'intérêt en vigueur sur les marchés financiers. Toutefois, l'intention première de la Direction est de conserver ces titres d'emprunt jusqu'à leur échéance. Ainsi, au 31 décembre 2004, Hydro-Québec ne prévoyait pas de remboursement important de dettes pouvant entraîner la réalisation de cette juste valeur.

Hydro-Québec détient des crédits de soutien non utilisés qui totalisent 1 500 M$ US et qui viennent à échéance en 2006 et en 2009. Tout emprunt portera intérêt à un taux basé sur le taux interbancaire offert à Londres (LIBOR).

Note 14 Dette à long terme (suite)

Répartition de la dette selon la monnaie à l'émission et incidence des swaps et fonds d'amortissement

Le tableau suivant présente la dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an, en dollars canadiens et en devises. Il montre également l'incidence des swaps de devises et des fonds d'amortissement affectés aux remboursements de la dette, qui sont présentés au bilan aux postes Swaps et fonds d'amortissement.

	Dette à long terme			2004	2003
	En dollars canadiens et en devises	Aux cours de clôture à la date du bilan[a]	Swaps et fonds d'amortissement	Total	Total
Dette de la Société					
Dollars canadiens	19 076	19 076	(3)	**19 073**	19 081
Dollars américains	8 866	11 722	(1 427)	**10 295**	11 574
Autres devises					
Euros	673	1 285	(178)	**1 107**	1 107
Yens	36 500	515	(38)	**477**	525
Livres sterling	240	595	(61)	**534**	534
Francs suisses	97	102	(6)	**96**	96
		2 497	(283)	**2 214**	2 262
		33 295	(1 713)	**31 582**	32 917
Filiales et coentreprises[b]		1 174	(1)	**1 173**	2 078
		34 469	(1 714)	**32 755**	34 995

a) Comprend 1 460 M$ de passifs financiers constitués de swaps de devises (923 M$ au 31 décembre 2003) et 1 042 M$ de titres Hydro-Québec détenus dans les fonds d'amortissement (732 M$ au 31 décembre 2003).

b) Dette à long terme constituée de 845 M$ en dollars américains et de 328 M$ en unidades de fomento (pesos chiliens indexés) (831 M$ en dollars canadiens, 925 M$ en dollars américains, 319 M$ en unidades de fomento et 3 M$ en renminbi chinois au 31 décembre 2003).

Répartition de la dette selon la monnaie à l'émission et au remboursement

Le tableau suivant présente la répartition de la dette, déduction faite des fonds d'amortissement, convertie en dollars canadiens après la prise en compte des swaps, selon la monnaie à l'émission et selon la monnaie au remboursement.

	2004		2003	
	À l'émission	Au remboursement	À l'émission	Au remboursement
Dette de la Société				
Dollars canadiens	**19 073**	**23 208**	19 081	20 439
Dollars américains	**10 295**	**8 374**[a]	11 574	12 478
Autres devises	**2 214**	–	2 262	–
	31 582	**31 582**	32 917	32 917
Dette des filiales et coentreprises				
Dollars canadiens	–	–	831	831
Dollars américains	**845**	**451**	925	672
Autres devises	**328**	**722**	322	575
	1 173	**1 173**	2 078	2 078
	32 755	**32 755**	34 995	34 995

a) De ce montant, 73,1 % couvrait des ventes en dollars américains au 31 décembre 2004 (94,1 % au 31 décembre 2003).

Taux d'intérêt

Les taux d'intérêt d'Hydro-Québec présentés dans le tableau suivant tiennent compte du taux d'intérêt contractuel des emprunts, des escomptes et frais d'émission qui s'y rattachent ainsi que de l'incidence des swaps de taux d'intérêt.

				2004	2003
Échéance	Dollars canadiens	Dollars américains	Autres devises	Moyenne pondérée	Moyenne pondérée
1 à 5 ans	5,43	9,89	4,59	**5,86**	5,24
6 à 10 ans	8,62	7,31	8,20	**7,96**	7,37
11 à 15 ans	6,01	8,43	9,70	**8,33**	7,81
16 à 20 ans	10,61	9,18	9,20	**10,09**	10,01
21 à 25 ans	6,00	8,55	–	**8,46**	8,45
26 à 30 ans	6,70	8,65	–	**7,77**	8,30
31 à 35 ans	5,99	–	–	**5,99**	6,15
36 à 40 ans	6,41	–	–	**6,41**	6,41
41 à 45 ans	–	–	–	–	–
46 à 50 ans	6,44	–	–	**6,44**	6,44
51 à 55 ans	–	–	–	–	–
56 à 60 ans	6,62	–	–	**6,62**	6,62
Moyenne pondérée	7,71	8,52	7,30	**7,97**	7,94

La part de la dette à taux variable d'Hydro-Québec s'élevait à 25,0 %, ou à 25,9 % après dette à perpétuité, au 31 décembre 2004 (24,5 % ou 25,4 % après dette à perpétuité, au 31 décembre 2003). À titre indicatif, une variation de 1 % des taux d'intérêt occasionnerait une variation du bénéfice net de 86 M$ (90 M$ en 2003), si l'on exclut l'incidence des instruments dérivés utilisés dans le cadre de la gestion des risques financiers à court terme (note 18).

Juste valeur

Au 31 décembre 2004, la juste valeur de la dette d'Hydro-Québec s'établissait à 43 969 M$ (45 594 M$ au 31 décembre 2003). Déduction faite des fonds d'amortissement et après la prise en compte des swaps, elle se chiffre à 42 449 M$ (44 445 M$ au 31 décembre 2003).

La juste valeur est obtenue par l'actualisation des flux de trésorerie futurs, qui se fait à partir des taux d'intérêt à terme et des taux de clôture à la date du bilan d'instruments similaires se négociant sur les marchés financiers. La fluctuation de la juste valeur s'explique par la sensibilité de cette dernière aux taux d'intérêt en vigueur sur les marchés financiers. Toutefois, l'intention première de la Direction est de conserver ces titres d'emprunt jusqu'à leur échéance. Ainsi, au 31 décembre 2004, Hydro-Québec ne prévoyait pas de remboursement important de dettes pouvant entraîner la réalisation de cette juste valeur.

Hydro-Québec détient des crédits de soutien non utilisés qui totalisent 1 500 M$ US et qui viennent à échéance en 2006 et en 2009. Tout emprunt portera intérêt à un taux basé sur le taux interbancaire offert à Londres (LIBOR).

Note 15 Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les passifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations concernent les coûts à engager afin de procéder au démantèlement de la centrale nucléaire de Gentilly-2 à la fin de sa vie utile, à l'évacuation du combustible nucléaire irradié généré par l'exploitation de cette centrale, au démantèlement de réservoirs à pétrole, au démantèlement de certaines centrales thermiques et à la mise hors service de certaines lignes de transport d'électricité.

Hydro-Québec a aussi identifié d'autres obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour lesquelles aucun passif n'a été comptabilisé. Il s'agit d'immobilisations ayant une durée de vie utile indéterminée, pour lesquelles on ne dispose pas d'une information suffisante pour fixer de façon réaliste le calendrier d'échéances des obligations. Un passif au titre de ces obligations sera comptabilisé dans la période au cours de laquelle on obtiendra une information suffisante pour établir ce calendrier.

La valeur comptable globale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'établit comme suit :

				2004
	Démantèlement de la centrale nucléaire	Évacuation du combustible irradié	Autres actifs	Total
Solde au début de l'exercice	140	72	22	**234**
Plus passifs engagés	13	3	1	**17**
Plus charge de désactualisation	9	7	1	**17**
Moins passifs réglés	–	–	(4)	**(4)**
Solde à la fin de l'exercice	162	82	20	**264**

				2003
	Démantèlement de la centrale nucléaire	Évacuation du combustible irradié	Autres actifs	Total
Solde au début de l'exercice	131	64	21	216
Plus passifs engagés	–	1	–	1
Plus charge de désactualisation	9	7	1	17
Solde à la fin de l'exercice	140	72	22	234

Les hypothèses clés sur lesquelles la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est fondée sont les suivantes :

	Démantèlement de la centrale nucléaire	Évacuation du combustible irradié	Autres actifs
Montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour régler les obligations (en dollars courants)	463[a]	519[a]	31
Échéancier prévu du paiement des flux de trésorerie nécessaires pour régler les obligations	Entre 2012 et 2050[a]	Entre 2012 et 2047[a]	Entre 2004 et 2043
Taux sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit auxquels les flux de trésorerie estimatifs ont été actualisés (%)	6,4	6,4	6,4 et 7,0

a) Lors de la conception de la centrale de Gentilly-2, la Société prévoyait l'exploiter durant 30 ans, soit jusqu'en 2013. Elle a entrepris une étude d'avant-projet de réfection de la centrale afin d'évaluer si une prolongation de sa durée de vie utile pour une période additionnelle de 25 ans était réalisable. Si le projet de réfection n'était pas réalisé, la Direction pourrait devancer de quelques années la désaffectation de la centrale, compte tenu de facteurs techniques et économiques. Dans l'attente de la décision, les états financiers reflètent une fin de vie utile prévue en 2013 aux fins du calcul de l'amortissement de la centrale et des coûts de mise hors service qui y sont reliés. Par conséquent, lorsque la décision concernant la réfection sera prise, les flux de trésorerie estimatifs non actualisés et l'échéancier prévu du paiement des flux de trésorerie nécessaires pour régler les obligations pourraient changer, de sorte que les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les coûts de mise hors service ainsi que les charges d'amortissement et de désactualisation qui sont comptabilisés dans les présents états financiers pourraient augmenter ou diminuer de façon importante en fonction de la date de fin de vie utile de la centrale et de la progression inhérente à la méthode utilisée pour le calcul de l'amortissement. Au 31 décembre 2004, la valeur nette comptable de la centrale de Gentilly-2 s'élevait à 665 M$. En fonction des hypothèses clés établies, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives au démantèlement de la centrale nucléaire et à l'évacuation du combustible irradié s'élèveront respectivement à 911 M$ et à 1 122 M$, compte tenu d'un taux d'inflation de 2 %. Toutefois, la constitution des portions restantes de ces obligations est prévue s'échelonner respectivement sur des périodes de 46 ans et de 43 ans.

Note 16 Autres passifs à long terme

	note	2004	2003
Créditeurs		**255**	280
Passif au titre des prestations constituées	22	**452**	414
Gain de change reporté		**1 272**	1 138
Autres crédits reportés liés à la dette		**378**	173
		2 357	2 005

Note 17 Dette à perpétuité

Les billets à perpétuité, au montant de 325 M$ US (340 M$ US au 31 décembre 2003), portent intérêt à un taux basé sur le LIBOR, établi semestriellement. Ils sont garantis par le gouvernement du Québec et ne sont rachetables qu'au gré de la Société. En 2004, une tranche de 15 M$ US a été achetée sur le marché secondaire et, par la suite, annulée. En 2003, les billets à perpétuité ont cessé de couvrir de façon naturelle les ventes en dollars américains. Cependant, divers instruments dérivés, comptabilisés à la juste valeur, sont utilisés pour atténuer le risque de change.

Au 31 décembre 2004, la juste valeur de ces billets s'établissait à 370 M$ (402 M$ au 31 décembre 2003). Aux 31 décembre 2004 et 2003, le LIBOR des billets à perpétuité s'élevait à 2,1425 % et à 1,25 % respectivement.

Note 18 Instruments financiers

Instruments dérivés

Hydro-Québec conclut des swaps de devises qui lui permettent de gérer le risque de change rattaché aux remboursements du principal de la dette à long terme, aux versements d'intérêts et aux ventes en dollars américains. Parmi ces swaps de devises, certains prévoient des échanges de taux d'intérêt pour modifier à long terme l'exposition au risque de taux d'intérêt. Des swaps de taux d'intérêt ne prévoyant pas d'échange de principal sont aussi utilisés pour gérer ce risque.

L'évaluation des swaps, dont les échéances s'étalent jusqu'en 2033, indique une juste valeur positive de 441 M$ (juste valeur positive de 427 M$ au 31 décembre 2003).

Le tableau suivant présente les valeurs nominales de référence de ces swaps, exprimées en dollars canadiens et en devises.

	1 à 5 ans	6 à 10 ans	11 à 15 ans	16 à 20 ans	Plus de 20 ans	2004 Total	2003 Total
Dollars canadiens	(1 043)[a]	288	(38)	(300)	(3 043)	**(4 136)**	(1 185)
Dollars américains	12	(106)	(271)	226	2 330	**2 191**	(565)
Autres devises							
Yens	34 500	1 000	1 000			**36 500**	39 500
Euros	612		61			**673**	673
Livres sterling		40	200			**240**	240
Francs suisses	97					**97**	97
Unidades de fomento (pesos chiliens indexés)	(4)	(7)				**(11)**	(7)

a) Les données entre parenthèses représentent des montants à débourser.

Note 15 Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les passifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations concernent les coûts à engager afin de procéder au démantèlement de la centrale nucléaire de Gentilly-2 à la fin de sa vie utile, à l'évacuation du combustible nucléaire irradié généré par l'exploitation de cette centrale, au démantèlement de réservoirs à pétrole, au démantèlement de certaines centrales thermiques et à la mise hors service de certaines lignes de transport d'électricité.

Hydro-Québec a aussi identifié d'autres obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour lesquelles aucun passif n'a été comptabilisé. Il s'agit d'immobilisations ayant une durée de vie utile indéterminée, pour lesquelles on ne dispose pas d'une information suffisante pour fixer de façon réaliste le calendrier d'échéances des obligations. Un passif au titre de ces obligations sera comptabilisé dans la période au cours de laquelle on obtiendra une information suffisante pour établir ce calendrier.

La valeur comptable globale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'établit comme suit :

				2004
	Démantèlement de la centrale nucléaire	Évacuation du combustible irradié	Autres actifs	Total
Solde au début de l'exercice	140	72	22	**234**
Plus passifs engagés	13	3	1	**17**
Plus charge de désactualisation	9	7	1	**17**
Moins passifs réglés	–	–	(4)	**(4)**
Solde à la fin de l'exercice	162	82	20	**264**

				2003
	Démantèlement de la centrale nucléaire	Évacuation du combustible irradié	Autres actifs	Total
Solde au début de l'exercice	131	64	21	216
Plus passifs engagés	–	1	–	1
Plus charge de désactualisation	9	7	1	17
Solde à la fin de l'exercice	140	72	22	234

Les hypothèses clés sur lesquelles la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est fondée sont les suivantes :

	Démantèlement de la centrale nucléaire	Évacuation du combustible irradié	Autres actifs
Montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour régler les obligations (en dollars courants)	463[a]	519[a]	31
Échéancier prévu du paiement des flux de trésorerie nécessaires pour régler les obligations	Entre 2012 et 2050[a]	Entre 2012 et 2047[a]	Entre 2004 et 2043
Taux sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit auxquels les flux de trésorerie estimatifs ont été actualisés (%)	6,4	6,4	6,4 et 7,0

a) Lors de la conception de la centrale de Gentilly-2, la Société prévoyait l'exploiter durant 30 ans, soit jusqu'en 2013. Elle a entrepris une étude d'avant-projet de réfection de la centrale afin d'évaluer si une prolongation de la durée de vie utile pour une période additionnelle de 25 ans était réalisable. Si le projet de réfection n'était pas réalisé, la Direction pourrait devancer de quelques années la désaffectation de la centrale, compte tenu de facteurs techniques et économiques. Dans l'attente de la décision, les états financiers reflètent une fin de vie utile prévue en 2011 aux fins du calcul de l'amortissement de la centrale et des coûts de mise hors service qui y sont reliés. Par conséquent, lorsque la décision concernant la réfection sera prise, les flux de trésorerie estimatifs non actualisés et l'échéancier prévu du paiement des flux de trésorerie nécessaires pour régler les obligations pourraient changer, de sorte que les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les coûts de mise hors service ainsi que les charges d'amortissement et de désactualisation qui sont comptabilisés dans les présents états financiers pourraient augmenter ou diminuer de façon importante en fonction de la date de fin de vie utile de la centrale et de la progression inhérente à la méthode utilisée pour le calcul de l'amortissement. Au 31 décembre 2004, la valeur nette comptable de la centrale de Gentilly-2 s'élevait à 665 M$. En fonction des hypothèses clés établies, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives au démantèlement de la centrale nucléaire et à l'évacuation du combustible irradié s'élèveront respectivement à 911 M$ et à 1 122 M$, compte tenu d'un taux d'inflation de 2 %. Toutefois, la constitution des portions restantes de ces obligations est prévue s'échelonner respectivement sur des périodes de 46 ans et de 43 ans.

Note 16 Autres passifs à long terme

	note	2004	2003
Créditeurs		**255**	280
Passif au titre des prestations constituées	22	**452**	414
Gain de change reporté		**1 272**	1 138
Autres crédits reportés liés à la dette		**378**	173
		2 357	2 005

Note 17 Dette à perpétuité

Les billets à perpétuité, au montant de 325 M$ US (340 M$ US au 31 décembre 2003), portent intérêt à un taux basé sur le LIBOR, établi semestriellement. Ils sont garantis par le gouvernement du Québec et ne sont rachetables qu'au gré de la Société. En 2004, une tranche de 15 M$ US a été achetée sur le marché secondaire et, par la suite, annulée. En 2003, les billets à perpétuité ont cessé de couvrir de façon naturelle les ventes en dollars américains. Cependant, divers instruments dérivés, comptabilisés à la juste valeur, sont utilisés pour atténuer le risque de change.

Au 31 décembre 2004, la juste valeur de ces billets s'établissait à 370 M$ (402 M$ au 31 décembre 2003). Aux 31 décembre 2004 et 2003, le LIBOR des billets à perpétuité s'élevait à 2,1425 % et à 1,25 % respectivement.

Note 18 Instruments financiers

Instruments dérivés

Hydro-Québec conclut des swaps de devises qui lui permettent de gérer le risque de change rattaché aux remboursements du principal de la dette à long terme, aux versements d'intérêts et aux ventes en dollars américains. Parmi ces swaps de devises, certains prévoient des échanges de taux d'intérêt pour modifier à long terme l'exposition au risque de taux d'intérêt. Des swaps de taux d'intérêt ne prévoyant pas d'échange de principal sont aussi utilisés pour gérer ce risque.

L'évaluation des swaps, dont les échéances s'étalent jusqu'en 2033, indique une juste valeur positive de 441 M$ (juste valeur positive de 427 M$ au 31 décembre 2003).

Le tableau suivant présente les valeurs nominales de référence de ces swaps, exprimées en dollars canadiens et en devises.

	1 à 5 ans	6 à 10 ans	11 à 15 ans	16 à 20 ans	Plus de 20 ans	2004 Total	2003 Total
Dollars canadiens	(1 043)[a]	288	(38)	(300)	(3 043)	**(4 136)**	(1 185)
Dollars américains	12	(106)	(271)	226	2 330	**2 191**	(565)
Autres devises							
Yens	34 500	1 000	1 000	–	–	**36 500**	39 500
Euros	612	–	61	–	–	**673**	673
Livres sterling	–	40	200	–	–	**240**	240
Francs suisses	97	–	–	–	–	**97**	97
Unidades de fomento (pesos chiliens indexés)	(4)	(7)	–	–	–	**(11)**	(7)

a) Les données entre parenthèses représentent des montants à débourser.

Note 18 Instruments financiers (suite)

Dans le cadre de sa gestion des risques financiers à court terme, Hydro-Québec évalue globalement, de façon continue, l'impact de la variation des taux de change, des taux d'intérêt et du prix des matières premières. Afin de gérer l'exposition à ces risques, elle détient des options, des contrats à terme et des swaps ayant pour objet la couverture de plusieurs positions. Bien que certains de ces instruments ne respectent pas les conditions établies par la NOC-13, ils contribuent à atténuer les risques financiers.

Hydro-Québec utilise aussi des instruments dérivés pour gérer les risques de marché résultant des fluctuations du prix de l'énergie et à des fins de négociation en vue de profiter d'occasions d'affaires dans les marchés hors Québec.

La juste valeur de ces instruments est répartie en fonction des risques spécifiques présentés dans le tableau suivant. Les échéances de ces instruments s'étalent jusqu'en 2006.

	2004		2003	
	Valeur comptabilisée	Juste valeur	Valeur comptabilisée	Juste valeur
Risque de change				
Contrats de change à terme et options				
Actifs financiers	**15**	**47**	1	12
Passifs financiers	**(296)**	**(375)**	(38)	(113)
	(281)	**(328)**	(37)	(101)
Risque de taux d'intérêt				
Conventions de garantie, options et swaps				
Actifs financiers	**5**	**2**	–	11
Passifs financiers	**(10)**	**(15)**	–	(25)
	(5)	**(13)**	–	(14)
Risque de variation du prix de l'énergie et des matières premières				
Contrats à terme, options et swaps				
Actifs financiers	**12**	**12**	–	12
Passifs financiers	**(11)**	**(107)**	–	(52)
	1	**(95)**	–	(40)
	(285)	**(436)**	(37)	(155)

Autres instruments financiers

La valeur comptable des placements, des débiteurs, du fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire, des emprunts et des créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur. Au 31 décembre 2004, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les placements à court terme s'établissait à 2,26 % (2,72 % au 31 décembre 2003) alors que, pour les emprunts, il était de 3,16 % (4,18 % au 31 décembre 2003).

Risque de crédit

Les instruments dérivés comportent un élément de risque, puisqu'une contrepartie pourrait ne pas respecter ses obligations. Ce risque est cependant modéré du fait qu'Hydro-Québec traite généralement avec des institutions financières canadiennes et internationales dont la cote de crédit est élevée. L'exposition au risque de crédit est aussi réduite par l'application d'une politique de crédit qui limite la concentration de risques de crédit et d'un programme d'évaluation du crédit des clients, ainsi que par l'adoption de limites de crédit, au besoin. Au 31 décembre 2004, aucune contrepartie n'avait failli à ses obligations envers Hydro-Québec relativement à des placements et à des produits dérivés.

De plus, Hydro-Québec est exposée à un risque de crédit lié aux débiteurs, dont la concentration est toutefois limitée en raison de la diversité et du grand nombre de clients. La Direction estime qu'Hydro-Québec ne s'expose pas à un risque de crédit important.

Note 19 Participations dans des coentreprises

La quote-part des composantes des principales coentreprises incluse dans les états financiers consolidés est présentée dans le tableau ci-après. En 2004, ces coentreprises englobaient notamment les participations dans diverses coentreprises à l'étranger, principalement par l'intermédiaire d'Hydro-Québec International. Celles-ci œuvrent essentiellement dans les domaines de l'exploitation et de la construction de réseaux de transport et de centrales hydroélectriques. Elles exercent leurs activités principalement en Amérique du Sud, en Amérique centrale et en Australie. En 2003, la quote-part comprenait aussi la participation dans Noverco inc., cédée le 30 juin 2004. La Société détenait 41,2 % des actions ordinaires en circulation de Noverco inc. ainsi que des options qui portaient sur une tranche additionnelle de 9,16 %.

	2004	2003
Résultats		
Produits	82	82
Charges et frais financiers	104	107
Part des actionnaires sans contrôle	2	2
Activités abandonnées	38	65
Bénéfice net	14	38
Bilan		
Actif à court terme	50	198
Actif à long terme	484	1 944
Passif à court terme	47	263
Passif à long terme	153	1 075
Part des actionnaires sans contrôle	27	230
Actif net	307	574
Flux de trésorerie		
Activités d'exploitation	(20)	54
Activités d'investissement	(17)	(75)
Activités de financement	13	(8)
Activités abandonnées	(1)	26
Variation nette des espèces et quasi-espèces	(25)	(3)

Note 20 Avoir de l'actionnaire

Le capital-actions autorisé se compose de 50 000 000 d'actions d'une valeur nominale de 100 $ chacune, et 43 741 090 actions ont été émises et payées.

En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, les dividendes que la Société est appelée à verser sont déclarés une fois l'an par le gouvernement du Québec, qui en détermine les modalités de paiement. Pour un exercice financier donné, ils ne peuvent excéder le surplus susceptible de distribution, équivalant à 75 % du bénéfice d'exploitation et du revenu net de placements, moins les intérêts sur titres d'emprunt et l'amortissement de l'escompte et des frais d'émission relatifs aux emprunts. Ce calcul est effectué d'après les états financiers consolidés.

Toutefois, il ne peut être déclaré pour un exercice donné aucun dividende dont le montant aurait pour effet de réduire à moins de 25 % le taux de capitalisation à la fin de l'exercice. Le gouvernement déclare les dividendes d'un exercice donné dans les 30 jours suivant la date à laquelle la Société lui transmet les renseignements financiers relatifs au surplus susceptible de distribution. À l'expiration de ce délai, la totalité ou la partie du surplus susceptible de distribution qui n'a pas fait l'objet d'une déclaration de dividendes ne peut plus être distribuée à l'actionnaire sous forme de dividendes.

Pour l'exercice 2004, le gouvernement du Québec a déclaré des dividendes de 1 350 M$, soit une somme inférieure au montant maximal susceptible d'être déclaré.

Les dividendes déclarés sont déduits des bénéfices non répartis de l'exercice pour lequel ils ont été déclarés.

Note 18 Instruments financiers (suite)

Dans le cadre de sa gestion des risques financiers à court terme, Hydro-Québec évalue globalement, de façon continue, l'impact de la variation des taux de change, des taux d'intérêt et du prix des matières premières. Afin de gérer l'exposition à ces risques, elle détient des options, des contrats à terme et des swaps ayant pour objet la couverture de plusieurs positions. Bien que certains de ces instruments ne respectent pas les conditions établies par la NOC-13, ils contribuent à atténuer les risques financiers.

Hydro-Québec utilise aussi des instruments dérivés pour gérer les risques de marché résultant des fluctuations du prix de l'énergie et à des fins de négociation en vue de profiter d'occasions d'affaires dans les marchés hors Québec.

La juste valeur de ces instruments est répartie en fonction des risques spécifiques présentés dans le tableau suivant. Les échéances de ces instruments s'étalent jusqu'en 2006.

	2004		2003	
	Valeur comptabilisée	Juste valeur	Valeur comptabilisée	Juste valeur
Risque de change				
Contrats de change à terme et options				
Actifs financiers	**15**	**47**	1	12
Passifs financiers	**(296)**	**(375)**	(38)	(113)
	(281)	**(328)**	(37)	(101)
Risque de taux d'intérêt				
Conventions de garantie, options et swaps				
Actifs financiers	**5**	**2**	–	11
Passifs financiers	**(10)**	**(15)**	–	(25)
	(5)	**(13)**	–	(14)
Risque de variation du prix de l'énergie et des matières premières				
Contrats à terme, options et swaps				
Actifs financiers	**12**	**12**	–	12
Passifs financiers	**(11)**	**(107)**	–	(52)
	1	**(95)**	–	(40)
	(285)	**(436)**	(37)	(155)

Autres instruments financiers

La valeur comptable des placements, des débiteurs, du fonds en fiducie pour la gestion des déchets de combustible nucléaire, des emprunts et des créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur. Au 31 décembre 2004, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les placements à court terme s'établissait à 2,26 % (2,72 % au 31 décembre 2003) alors que, pour les emprunts, il était de 3,16 % (4,18 % au 31 décembre 2003).

Risque de crédit

Les instruments dérivés comportent un élément de risque, puisqu'une contrepartie pourrait ne pas respecter ses obligations. Ce risque est cependant modéré du fait qu'Hydro-Québec traite généralement avec des institutions financières canadiennes et internationales dont la cote de crédit est élevée. L'exposition au risque de crédit est aussi réduite par l'application d'une politique de crédit qui limite la concentration de risques de crédit et d'un programme d'évaluation du crédit des clients, ainsi que par l'adoption de limites de crédit, au besoin. Au 31 décembre 2004, aucune contrepartie n'avait failli à ses obligations envers Hydro-Québec relativement à des placements et à des produits dérivés.

De plus, Hydro-Québec est exposée à un risque de crédit lié aux débiteurs, dont la concentration est toutefois limitée en raison de la diversité et du grand nombre de clients. La Direction estime qu'Hydro-Québec ne s'expose pas à un risque de crédit important.

Note 19 Participations dans des coentreprises

La quote-part des composantes des principales coentreprises incluse dans les états financiers consolidés est présentée dans le tableau ci-après. En 2004, ces coentreprises englobaient notamment les participations dans diverses coentreprises à l'étranger, principalement par l'intermédiaire d'Hydro-Québec International. Celles-ci œuvrent essentiellement dans les domaines de l'exploitation et de la construction de réseaux de transport et de centrales hydroélectriques. Elles exercent leurs activités principalement en Amérique du Sud, en Amérique centrale et en Australie. En 2003, la quote-part comprenait aussi la participation dans Noverco inc., cédée le 30 juin 2004. La Société détenait 41,2 % des actions ordinaires en circulation de Noverco inc. ainsi que des options qui portaient sur une tranche additionnelle de 9,16 %.

	2004	2003
Résultats		
Produits	**82**	82
Charges et frais financiers	**104**	107
Part des actionnaires sans contrôle	**2**	2
Activités abandonnées	**38**	65
Bénéfice net	**14**	38
Bilan		
Actif à court terme	**50**	198
Actif à long terme	**484**	1 944
Passif à court terme	**47**	263
Passif à long terme	**153**	1 075
Part des actionnaires sans contrôle	**27**	230
Actif net	**307**	574
Flux de trésorerie		
Activités d'exploitation	**(20)**	54
Activités d'investissement	**(17)**	(75)
Activités de financement	**13**	(8)
Activités abandonnées	**(1)**	26
Variation nette des espèces et quasi-espèces	**(25)**	(3)

Note 20 Avoir de l'actionnaire

Le capital-actions autorisé se compose de 50 000 000 d'actions d'une valeur nominale de 100 $ chacune, et 43 741 090 actions ont été émises et payées.

En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, les dividendes que la Société est appelée à verser sont déclarés une fois l'an par le gouvernement du Québec, qui en détermine les modalités de paiement. Pour un exercice financier donné, ils ne peuvent excéder le surplus susceptible de distribution, équivalant à 75 % du bénéfice d'exploitation et du revenu net de placements, moins les intérêts sur titres d'emprunt et l'amortissement de l'escompte et des frais d'émission relatifs aux emprunts. Ce calcul est effectué d'après les états financiers consolidés.

Toutefois, il ne peut être déclaré pour un exercice donné aucun dividende dont le montant aurait pour effet de réduire à moins de 25 % le taux de capitalisation à la fin de l'exercice. Le gouvernement déclare les dividendes d'un exercice donné dans les 30 jours suivant la date à laquelle la Société lui transmet les renseignements financiers relatifs au surplus susceptible de distribution. À l'expiration de ce délai, la totalité ou la partie du surplus susceptible de distribution qui n'a pas fait l'objet d'une déclaration de dividendes ne peut plus être distribuée à l'actionnaire sous forme de dividendes.

Pour l'exercice 2004, le gouvernement du Québec a déclaré des dividendes de 1 350 M$, soit une somme inférieure au montant maximal susceptible d'être déclaré.

Les dividendes déclarés sont déduits des bénéfices non répartis de l'exercice pour lequel ils ont été déclarés.

Note 21 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	2004	2003
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement		
Débiteurs	(177)	34
Matériaux, combustible et fournitures	(9)	10
Créditeurs et charges à payer	173	80
Intérêts courus	10	(185)
	(3)	(61)
Activités d'investissement sans effet sur la trésorerie		
Augmentation des immobilisations et des actifs incorporels	366	96
Espèces et quasi-espèces versées durant l'exercice		
Intérêts versés	2 264	2 489

Note 22 Avantages sociaux futurs

Le régime de retraite offert par la Société (le Régime de retraite) est un régime capitalisé qui assure des prestations de retraite établies en fonction du nombre d'années de service et du salaire moyen des cinq meilleures années. Ces prestations sont indexées annuellement en fonction du taux le plus élevé entre le taux d'inflation, jusqu'à un maximum de 2 %, et le taux d'inflation réduit de 3 %.

La Société offre également d'autres avantages postérieurs à la retraite ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi. Les avantages postérieurs à la retraite découlent de régimes collectifs d'assurance-vie et d'assurance-maladie et hospitalisation. Ces régimes sont des régimes contributifs dont les cotisations sont ajustées annuellement. Quant aux avantages postérieurs à l'emploi, ils découlent de régimes d'assurance-salaire non contributifs qui fournissent des prestations d'invalidité de courte et de longue durée. La plupart de ces régimes ne sont pas capitalisés, à l'exception du régime d'assurance-salaire invalidité de longue durée, qui est entièrement capitalisé, et du régime d'assurance-vie collective supplémentaire, dont la capitalisation est partielle.

Les régimes d'avantages sociaux de la Société sont des régimes à prestations déterminées. Les actifs à la juste valeur ainsi que les obligations au titre des prestations constituées de ces régimes sont évalués par des actuaires indépendants en date du 31 décembre de chaque année. La plus récente évaluation actuarielle aux fins de la capitalisation du Régime de retraite à pris effet le 31 décembre 2002 et la prochaine évaluation, en date du 31 décembre 2003, devrait être déposée au cours du premier trimestre 2005.

Les tableaux suivants présentent les informations relatives aux régimes d'avantages sociaux futurs :

	2004	2003	2004	2003
	Régime de retraite	Régime de retraite	Autres régimes	Autres régimes
Obligations au titre des prestations constituées				
Solde au début de l'exercice	**8 628**	7 937	**591**	564
Coût des services rendus	**288**	244	**26**	24
Prestations versées et remboursements	**(353)**	(329)	**(37)**	(34)
Intérêts sur les obligations	**568**	517	**39**	36
Pertes actuarielles	**1 125**	98	**69**	1
Redressements dus aux modifications de régimes		161	–	–
Solde à la fin de l'exercice	**10 256**	8 628	**688**	591
Actifs des régimes à la juste valeur				
Solde au début de l'exercice	**9 217**	8 326	**49**	46
Rendement réel des actifs	**1 088**	1 246	**2**	1
Cotisations des employés	**38**	6		–
Cotisations de la Société	**25**	1	**5**	7
Prestations versées et remboursements	**(353)**	(329)	**(7)**	(5)
Frais d'administration	**(33)**	(33)	–	–
Solde à la fin de l'exercice	**9 982**	9 217	**49**	49
Excédent (déficit) à la fin de l'exercice	**(274)**	589	**(639)**	(542)
Coût non amorti des services passés	**339**	391	–	–
Perte nette non amortie (gain net non amorti)	**2 169**	1 385	**65**	(7)
Obligation transitoire non amortie (actif transitoire non amorti)	**(1 369)**	(1 521)	**122**	135
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**865**	844	**(452)**	(414)

Le déficit comptable du Régime de retraite au 31 décembre 2004 est principalement attribuable à la baisse des taux d'intérêt et à la hausse du taux d'inflation prévu à long terme qui ont été utilisés aux fins de l'évaluation actuarielle.

Informations complémentaires sur les actifs des régimes

Au 31 décembre, la composition des actifs du Régime de retraite à la juste valeur était la suivante :

%	2004	2003
Actions	**55**	54
Obligations	**31**	34
Placements immobiliers	**5**	4
Autres	**9**	8
	100	100

Les actifs des régimes comportent des titres émis par la Société ainsi que par certaines sociétés qui lui sont apparentées. Ces titres se classent dans les catégories d'actifs suivantes :

	2004	2003	2004	2003
	Régime de retraite	Régime de retraite	Autres régimes	Autres régimes
M$				
Obligations	**656**	547	**32**	–
Actions	–	26	–	–
Placements à court terme	**1**		**11**	41
	657	573	**43**	41

Note 21 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	2004	2003
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement		
Débiteurs	(177)	34
Matériaux, combustible et fournitures	(9)	10
Créditeurs et charges à payer	173	80
Intérêts courus	10	(185)
	(3)	(61)
Activités d'investissement sans effet sur la trésorerie		
Augmentation des immobilisations et des actifs incorporels	366	96
Espèces et quasi-espèces versées durant l'exercice		
Intérêts versés	2 264	2 489

Note 22 Avantages sociaux futurs

Le régime de retraite offert par la Société (le Régime de retraite) est un régime capitalisé qui assure des prestations de retraite établies en fonction du nombre d'années de service et du salaire moyen des cinq meilleures années. Ces prestations sont indexées annuellement en fonction du taux le plus élevé entre le taux d'inflation, jusqu'à un maximum de 2 %, et le taux d'inflation réduit de 3 %.

La Société offre également d'autres avantages postérieurs à la retraite ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi. Les avantages postérieurs à la retraite découlent de régimes collectifs d'assurance-vie et d'assurance-maladie et hospitalisation. Ces régimes sont des régimes contributifs dont les cotisations sont ajustées annuellement. Quant aux avantages postérieurs à l'emploi, ils découlent de régimes d'assurance-salaire non contributifs qui fournissent des prestations d'invalidité de courte et de longue durée. La plupart de ces régimes ne sont pas capitalisés, à l'exception du régime d'assurance-salaire invalidité de longue durée, qui est entièrement capitalisé, et du régime d'assurance-vie collective supplémentaire, dont la capitalisation est partielle.

Les régimes d'avantages sociaux de la Société sont des régimes à prestations déterminées. Les actifs à la juste valeur ainsi que les obligations au titre des prestations constituées de ces régimes sont évalués par des actuaires indépendants en date du 31 décembre de chaque année. La plus récente évaluation actuarielle aux fins de la capitalisation du Régime de retraite a pris effet le 31 décembre 2002 et la prochaine évaluation, en date du 31 décembre 2003, devrait être déposée au cours du premier trimestre 2005.

Les tableaux suivants présentent les informations relatives aux régimes d'avantages sociaux futurs :

	2004	2003	2004	2003
	Régime de retraite	Régime de retraite	Autres régimes	Autres régimes
Obligations au titre des prestations constituées				
Solde au début de l'exercice	**8 628**	7 937	**591**	564
Coût des services rendus	**288**	244	**26**	24
Prestations versées et remboursements	**(353)**	(329)	**(37)**	(34)
Intérêts sur les obligations	**568**	517	**39**	36
Pertes actuarielles	**1 125**	98	**69**	1
Redressements dus aux modifications de régimes	**-**	161	**-**	-
Solde à la fin de l'exercice	**10 256**	8 628	**688**	591
Actifs des régimes à la juste valeur				
Solde au début de l'exercice	**9 217**	8 326	**49**	46
Rendement réel des actifs	**1 088**	1 246	**2**	1
Cotisations des employés	**38**	6	**-**	-
Cotisations de la Société	**25**	1	**5**	7
Prestations versées et remboursements	**(353)**	(329)	**(7)**	(5)
Frais d'administration	**(33)**	(33)	**-**	-
Solde à la fin de l'exercice	**9 982**	9 217	**49**	49
Excédent (déficit) à la fin de l'exercice	**(274)**	589	**(639)**	(542)
Coût non amorti des services passés	**339**	391	**-**	-
Perte nette non amortie (gain net non amorti)	**2 169**	1 385	**65**	(7)
Obligation transitoire non amortie (actif transitoire non amorti)	**(1 369)**	(1 521)	**122**	135
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**865**	844	**(452)**	(414)

Le déficit comptable du Régime de retraite au 31 décembre 2004 est principalement attribuable à la baisse des taux d'intérêt et à la hausse du taux d'inflation prévu à long terme qui ont été utilisés aux fins de l'évaluation actuarielle.

Informations complémentaires sur les actifs des régimes

Au 31 décembre, la composition des actifs du Régime de retraite à la juste valeur était la suivante :

%	2004	2003
Actions	**55**	54
Obligations	**31**	34
Placements immobiliers	**5**	4
Autres	**9**	8
	100	100

Les actifs des régimes comportent des titres émis par la Société ainsi que par certaines sociétés qui lui sont apparentées. Ces titres se classent dans les catégories d'actifs suivantes :

	2004	2003	2004	2003
M$	Régime de retraite	Régime de retraite	Autres régimes	Autres régimes
Obligations	**656**	547	**32**	-
Actions	**-**	26	**-**	-
Placements à court terme	**1**	-	**11**	41
	657	573	**43**	41

Note 22 Avantages sociaux futurs (suite)

Sommes versées en espèces

Les sommes versées en espèces par la Société au titre des régimes d'avantages sociaux sont constituées des cotisations versées aux régimes capitalisés ainsi que des prestations versées aux employés et aux retraités. Les sommes versées en espèces se répartissent ainsi :

	2004	2003
Cotisations de la Société		
Régime de retraite	**25**	1
Autres régimes	**5**	7
Prestations versées – Autres régimes	**30**	29
Sommes versées en espèces	**60**	37

Le 15 décembre 2003, la Société et ses employés ont recommencé à cotiser au Régime de retraite. La reprise des cotisations s'effectue graduellement, à raison de 1 % du salaire admissible au Régime de retraite pour les employés, et de 1,8 % du salaire admissible au Régime de retraite pour la Société, pour l'exercice 2004. Par la suite, si le taux de capitalisation indiqué dans le rapport d'évaluation actuarielle demeure inférieur à 110 %, les taux de cotisations salariales et patronales augmenteront respectivement de 1 % et de 1,8 % par année pour atteindre le maximum de 5,2 % du salaire admissible dans les deux cas.

Composantes du coût constaté au titre des prestations constituées de l'exercice

	2004	2003	2004	2003
	Régime de retraite	Régime de retraite	Autres régimes	Autres régimes
Coût des services rendus[a], déduction faite des cotisations des employés	**227**	214	**26**	24
Frais d'administration[b]	**33**	33	**–**	–
Intérêts sur les obligations	**568**	517	**39**	36
Rendement réel des actifs	**(1 088)**	(1 246)	**(2)**	(1)
Pertes actuarielles	**1 125**	98	**69**	1
Redressements dus aux modifications de régimes		161	**–**	–
Coût (crédit) avant les ajustements nécessaires pour tenir compte de la nature à long terme des avantages sociaux futurs	**865**	(223)	**132**	60
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu des actifs	**364**	503	**–**	–
Écart entre les pertes actuarielles (gains actuariels) sur les obligations au titre des prestations constituées et les pertes actuarielles (gains actuariels) constatées	**(1 125)**	(98)	**(71)**	(2)
Écart entre le montant des redressements dus aux modifications de régimes et l'amortissement du coût des services passés	**52**	(121)	**–**	–
Amortissement de l'obligation transitoire (actif transitoire)	**(152)**	(152)	**14**	15
	(861)	132	**(57)**	13
Coût (crédit) constaté de l'exercice	**4**	(91)	**75**	73

a) Pour le régime d'assurance-salaire invalidité de longue durée, le coût des services rendus correspond au coût des nouveaux cas d'invalidité de l'année.
b) Les frais d'administration imputables au Régime de retraite sont entièrement facturés par la Société.

Principales hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles suivantes, utilisées pour déterminer les obligations et le coût constaté au titre des prestations constituées des régimes, résultent d'une moyenne pondérée.

%	2004 Régime de retraite	2003 Régime de retraite	2004 Autres régimes	2003 Autres régimes
Obligations au titre des prestations constituées				
Taux à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation	**6,03**	6,67	**6,03**	6,67
Taux de croissance des salaires[a]	**3,87**	3,41	–	–
Coût constaté au titre des prestations constituées				
Taux à la fin de l'exercice précédent				
Taux d'actualisation	**6,67**	6,58	**6,67**	6,58
Taux de rendement prévu des actifs des régimes	**6,86**	7,07	**3,53**	3,31
Taux de croissance des salaires[a]	**3,41**	3,15	–	–

a) Ce taux tient compte de la progression des salaires ainsi que des possibilités de promotion en cours de carrière.

Au 31 décembre 2004, le coût des soins de santé était basé sur un taux de croissance annuel de 8,6 % en 2005. Par la suite, selon l'hypothèse retenue, ce taux diminue linéairement pour atteindre le taux ultime de 4,3 % en 2015. Une variation de 1 % du taux de croissance annuel aurait les incidences suivantes :

%	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
Incidence sur le coût des services rendus et des intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées de l'exercice	(3)	3
Incidence sur les obligations au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	32	39

Note 22 Avantages sociaux futurs (suite)

Sommes versées en espèces

Les sommes versées en espèces par la Société au titre des régimes d'avantages sociaux sont constituées des cotisations versées aux régimes capitalisés ainsi que des prestations versées aux employés et aux retraités. Les sommes versées en espèces se répartissent ainsi :

	2004	2003
Cotisations de la Société		
Régime de retraite	25	1
Autres régimes	5	7
Prestations versées – Autres régimes	30	29
Sommes versées en espèces	**60**	**37**

Le 15 décembre 2003, la Société et ses employés ont recommencé à cotiser au Régime de retraite. La reprise des cotisations s'effectue graduellement, à raison de 1 % du salaire admissible au Régime de retraite pour les employés, et de 1,8 % du salaire admissible au Régime de retraite pour la Société, pour l'exercice 2004. Par la suite, si le taux de capitalisation indiqué dans le rapport d'évaluation actuarielle demeure inférieur à 110 %, les taux de cotisations salariales et patronales augmenteront respectivement de 1 % et de 1,8 % par année pour atteindre le maximum de 5,2 % du salaire admissible dans les deux cas.

Composantes du coût constaté au titre des prestations constituées de l'exercice

	2004	2003	2004	2003
	Régime de retraite	Régime de retraite	Autres régimes	Autres régimes
Coût des services rendus[a], déduction faite des cotisations des employés	227	214	26	24
Frais d'administration[b]	33	33	–	–
Intérêts sur les obligations	568	517	39	36
Rendement réel des actifs	(1 088)	(1 246)	(2)	(1)
Pertes actuarielles	1 125	98	69	1
Redressements dus aux modifications de régimes	–	161	–	–
Coût (crédit) avant les ajustements nécessaires pour tenir compte de la nature à long terme des avantages sociaux futurs	865	(223)	132	60
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu des actifs	364	503	–	–
Écart entre les pertes actuarielles (gains actuariels) sur les obligations au titre des prestations constituées et les pertes actuarielles (gains actuariels) constatées	(1 125)	(98)	(71)	(2)
Écart entre le montant des redressements dus aux modifications de régimes et l'amortissement du coût des services passés	52	(121)	–	–
Amortissement de l'obligation transitoire (actif transitoire)	(152)	(152)	14	15
	(861)	132	(57)	13
Coût (crédit) constaté de l'exercice	**4**	**(91)**	**75**	**73**

a) Pour le régime d'assurance-salaire invalidité de longue durée, le coût des services rendus correspond au coût des nouveaux cas d'invalidité de l'année.

b) Les frais d'administration imputables au Régime de retraite sont entièrement facturés par la Société.

Principales hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles suivantes, utilisées pour déterminer les obligations et le coût constaté au titre des prestations constituées des régimes, résultent d'une moyenne pondérée.

%	2004 Régime de retraite	2003 Régime de retraite	2004 Autres régimes	2003 Autres régimes
Obligations au titre des prestations constituées				
Taux à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation	**6,03**	6,67	**6,03**	6,67
Taux de croissance des salaires[a]	**3,87**	3,41	–	–
Coût constaté au titre des prestations constituées				
Taux à la fin de l'exercice précédent				
Taux d'actualisation	**6,67**	6,58	**6,67**	6,58
Taux de rendement prévu des actifs des régimes	**6,86**	7,07	**3,53**	3,31
Taux de croissance des salaires[a]	**3,41**	3,15	–	–

a) Ce taux tient compte de la progression des salaires ainsi que des possibilités de promotion en cours de carrière.

Au 31 décembre 2004, le coût des soins de santé était basé sur un taux de croissance annuel de 8,6 % en 2005. Par la suite, selon l'hypothèse retenue, ce taux diminue linéairement pour atteindre le taux ultime de 4,3 % en 2015. Une variation de 1 % du taux de croissance annuel aurait les incidences suivantes :

%	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
Incidence sur le coût des services rendus et des intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées de l'exercice	(3)	3
Incidence sur les obligations au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	32	39

Note 23 Engagements et éventualités

Achats d'électricité

Le 12 mai 1969, la Société et la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)Co) ont signé un contrat en vertu duquel la Société s'est engagée à acheter la quasi-totalité de l'énergie produite par la centrale des Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 428 MW. Échéant en 2016, ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues. Le 18 juin 1999, la Société et la CF(L)Co ont également conclu un contrat de garantie de disponibilité de 682 MW additionnels de puissance d'hiver, pour la période du 1er novembre au 31 mars, jusqu'en 2041.

Au 31 décembre 2004, la Société avait pris des engagements en vertu de 95 contrats d'achat d'électricité auprès d'autres producteurs, ces contrats représentant une puissance installée d'environ 3 600 MW. Elle prévoit acheter annuellement environ 12,5 TWh d'énergie au cours de la durée de ces contrats, qui s'étalent jusqu'en 2033. La plupart de ces contrats comportent des clauses de renouvellement.

Garanties

Dans le cours normal de ses activités, Hydro-Québec accorde des garanties à des tiers pour les indemniser, principalement dans le cadre des transactions liées aux achats d'énergie. Elle en accorde aussi dans le cadre de ses activités à l'international et dans le domaine des électrotechnologies.

En vertu de l'entente avec la CF(L)Co, la Société pourrait être tenue de fournir des fonds supplémentaires, advenant l'incapacité pour la CF(L)Co d'acquitter ses dépenses et d'assurer le service de sa dette. L'entente ne précise pas de montant maximal que la Société pourrait être tenue de verser.

Au 31 décembre 2004, la responsabilité potentielle maximale au titre des lettres de crédit ou des cautionnements s'élevait à 441 M$. De ce montant, 376 M$ concernent les achats d'énergie, et un passif de 17 M$ a été comptabilisé à cet égard. Certaines garanties viennent à échéance entre 2005 et 2019, alors que d'autres ont une échéance indéterminée.

En 2004, Hydro-Québec a fourni des garanties à l'acquéreur de la participation dans Noverco inc. concernant l'ensemble de ses déclarations à la convention de vente pour une période de deux ans se terminant le 30 juin 2006. De plus, elle garantit les passifs fiscaux additionnels jusqu'à l'expiration d'une période de 60 jours suivant la date à laquelle les autorités fiscales ne sont plus autorisées à cotiser.

Investissements en immobilisations

La Société prévoit des investissements en immobilisations de l'ordre de 3 700 M$ en 2005.

Ententes conclues avec les Autochtones et les municipalités régionales de comté

Hydro-Québec a conclu diverses ententes avec les Autochtones et avec les municipalités régionales de comté relativement à des projets d'investissement en immobilisations. Les engagements relatifs à ces ententes sont comptabilisés aux immobilisations lorsqu'ils répondent à la définition d'un passif.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, Hydro-Québec est partie à des réclamations et poursuites judiciaires. La Direction est d'avis qu'une provision adéquate a été constituée à l'égard des décaissements qui pourraient découler de ces litiges ; elle ne prévoit donc pas d'incidence défavorable de tels passifs éventuels sur la situation financière ni sur les résultats d'exploitation consolidés d'Hydro-Québec.

Note 24 Informations sectorielles

À Hydro-Québec, il y a cinq secteurs d'exploitation, auxquels s'ajoutent les Activités corporatives et autres :

Production : Hydro-Québec Production assure l'exploitation et le développement du parc de production de la Société au Québec et de plusieurs installations à l'étranger. La division réalise également des ventes d'électricité sur les marchés externes ainsi que des activités de courtage dans le domaine de l'énergie. Elle fournit à Hydro-Québec Distribution un maximum de 165 TWh d'électricité patrimoniale par année, à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Au-delà de ce volume, elle peut participer aux appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution, dans un contexte de libre concurrence.

Transport : Hydro-Québec TransÉnergie développe et exploite le réseau de transport d'électricité et les installations de télécommunications connexes au Québec. De plus, elle assure la gestion et l'exploitation de réseaux de transport à l'étranger et y réalise des projets de développement.

Distribution : Hydro-Québec Distribution exploite et développe le réseau de distribution de la Société et exerce les activités liées à la vente et au service à la clientèle québécoise. Elle est également responsable de la sécurité de l'approvisionnement en électricité du marché québécois.

Construction : Hydro-Québec Équipement et la Société d'énergie de la Baie James fournissent des services d'ingénierie et réalisent des projets de construction dans le domaine de l'énergie au Québec.

Pétrole et gaz : Hydro-Québec Pétrole et gaz réalise des activités visant à mettre en valeur le potentiel pétrolier et gazier de l'est du Québec. Ses activités d'exploration comprennent la réalisation de levés sismiques et de forages avec différents partenaires dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent ainsi qu'en Gaspésie.

Activités corporatives et autres : Sont regroupées sous cette rubrique, d'une part, les activités corporatives, qui englobent principalement les services financiers, les ressources humaines, les affaires corporatives et les activités qui relèvent du Centre de services partagés, notamment l'approvisionnement, les services informatiques et les télécommunications de service ; et, d'autre part, les activités qui relèvent d'Hydro-Québec Technologie et développement industriel, soit la recherche et le soutien technique, le développement industriel des technologies d'Hydro-Québec ainsi que l'investissement en capital-risque.

Les montants présentés pour chacun des secteurs sont fondés sur l'information financière qui sert à l'établissement des états financiers consolidés. Les conventions comptables utilisées pour le calcul de ces montants sont les mêmes que les conventions décrites à la note 1.

Les opérations intersectorielles associées aux ventes d'électricité sont comptabilisées en fonction des tarifs de fourniture et de transport prévus dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le tarif de fourniture y est fixé pour un volume maximal d'électricité patrimoniale de 165 TWh par année destiné au marché québécois, volume qui n'a pas été atteint en 2004.

Les informations sur le secteur Distribution tiennent compte des décisions (D-2004-47 du 26 février 2004 et D-2004-170 du 16 août 2004) rendues par la Régie de l'énergie concernant le tarif bi-énergie BT, qui sera abrogé le 1er avril 2006. Ces décisions permettent au secteur de cumuler et de reporter les coûts liés, d'une part, au déficit occasionné par le coût d'approvisionnement en électricité non patrimoniale du secteur Production et, d'autre part, aux incitatifs financiers versés à la clientèle visée, et ce, pour la période du 1er janvier 2004 au 31 mars 2006. Les coûts d'appovisionnement reportés, qui atteignent 53 M$ en 2004, sont éliminés aux fins de la préparation des états financiers consolidés et sont présentés dans la colonne Éliminations intersectorielles et autres du tableau de la page suivante.

Les autres produits ou services intersectoriels sont évalués au coût complet.

Note 23 Engagements et éventualités

Achats d'électricité

Le 12 mai 1969, la Société et la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited [CF(L)Co] ont signé un contrat en vertu duquel la Société s'est engagée à acheter la quasi-totalité de l'énergie produite par la centrale des Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 428 MW. Échéant en 2016, ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues. Le 18 juin 1999, la Société et la CF(L)Co ont également conclu un contrat de garantie de disponibilité de 682 MW additionnels de puissance d'hiver, pour la période du 1er novembre au 31 mars, jusqu'en 2041.

Au 31 décembre 2004, la Société avait pris des engagements en vertu de 95 contrats d'achat d'électricité auprès d'autres producteurs, ces contrats représentant une puissance installée d'environ 3 600 MW. Elle prévoit acheter annuellement environ 12,5 TWh d'énergie au cours de la durée de ces contrats, qui s'étalent jusqu'en 2033. La plupart de ces contrats comportent des clauses de renouvellement.

Garanties

Dans le cours normal de ses activités, Hydro-Québec accorde des garanties à des tiers pour les indemniser, principalement dans le cadre des transactions liées aux achats d'énergie. Elle en accorde aussi dans le cadre de ses activités à l'international et dans le domaine des électrotechnologies.

En vertu de l'entente avec la CF(L)Co, la Société pourrait être tenue de fournir des fonds supplémentaires, advenant l'incapacité pour la CF(L)Co d'acquitter ses dépenses et d'assurer le service de sa dette. L'entente ne précise pas de montant maximal que la Société pourrait être tenue de verser.

Au 31 décembre 2004, la responsabilité potentielle maximale au titre des lettres de crédit ou des cautionnements s'élevait à 441 M$. De ce montant, 376 M$ concernent les achats d'énergie, et un passif de 17 M$ a été comptabilisé à cet égard. Certaines garanties viennent à échéance entre 2005 et 2019, alors que d'autres ont une échéance indéterminée.

En 2004, Hydro-Québec a fourni des garanties à l'acquéreur de la participation dans Noverco inc. concernant l'ensemble de ses déclarations à la convention de vente pour une période de deux ans se terminant le 30 juin 2006. De plus, elle garantit les passifs fiscaux additionnels jusqu'à l'expiration d'une période de 60 jours suivant la date à laquelle les autorités fiscales ne sont plus autorisées à cotiser.

Investissements en immobilisations

La Société prévoit des investissements en immobilisations de l'ordre de 3 700 M$ en 2005.

Ententes conclues avec les Autochtones et les municipalités régionales de comté

Hydro-Québec a conclu diverses ententes avec les Autochtones et avec les municipalités régionales de comté relativement à des projets d'investissement en immobilisations. Les engagements relatifs à ces ententes sont comptabilisés aux immobilisations lorsqu'ils répondent à la définition d'un passif.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, Hydro-Québec est partie à des réclamations et poursuites judiciaires. La Direction est d'avis qu'une provision adéquate a été constituée à l'égard des décaissements qui pourraient découler de ces litiges ; elle ne prévoit donc pas d'incidence défavorable de tels passifs éventuels sur la situation financière ni sur les résultats d'exploitation consolidés d'Hydro-Québec.

Note 24 Informations sectorielles

À Hydro-Québec, il y a cinq secteurs d'exploitation, auxquels s'ajoutent les Activités corporatives et autres :

Production : Hydro-Québec Production assure l'exploitation et le développement du parc de production de la Société au Québec et de plusieurs installations à l'étranger. La division réalise également des ventes d'électricité sur les marchés externes ainsi que des activités de courtage dans le domaine de l'énergie. Elle fournit à Hydro-Québec Distribution un maximum de 165 TWh d'électricité patrimoniale par année, à un prix fixe de 2,79 ¢/kWh. Au-delà de ce volume, elle peut participer aux appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution, dans un contexte de libre concurrence.

Transport : Hydro-Québec TransÉnergie développe et exploite le réseau de transport d'électricité et les installations de télécommunications connexes au Québec. De plus, elle assure la gestion et l'exploitation de réseaux de transport à l'étranger et y réalise des projets de développement.

Distribution : Hydro-Québec Distribution exploite et développe le réseau de distribution de la Société et exerce les activités liées à la vente et au service à la clientèle québécoise. Elle est également responsable de la sécurité de l'approvisionnement en électricité du marché québécois.

Construction : Hydro-Québec Équipement et la Société d'énergie de la Baie James fournissent des services d'ingénierie et réalisent des projets de construction dans le domaine de l'énergie au Québec.

Pétrole et gaz : Hydro-Québec Pétrole et gaz réalise des activités visant à mettre en valeur le potentiel pétrolier et gazier de l'est du Québec. Ses activités d'exploration comprennent la réalisation de levés sismiques et de forages avec différents partenaires dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent ainsi qu'en Gaspésie.

Activités corporatives et autres : Sont regroupées sous cette rubrique, d'une part, les activités corporatives, qui englobent principalement les services financiers, les ressources humaines, les affaires corporatives et les activités qui relèvent du Centre de services partagés, notamment l'approvisionnement, les services informatiques et les télécommunications de service ; et, d'autre part, les activités qui relèvent d'Hydro-Québec Technologie et développement industriel, soit la recherche et le soutien technique, le développement industriel des technologies d'Hydro-Québec ainsi que l'investissement en capital-risque.

Les montants présentés pour chacun des secteurs sont fondés sur l'information financière qui sert à l'établissement des états financiers consolidés. Les conventions comptables utilisées pour le calcul de ces montants sont les mêmes que les conventions décrites à la note 1.

Les opérations intersectorielles associées aux ventes d'électricité sont comptabilisées en fonction des tarifs de fourniture et de transport prévus dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le tarif de fourniture y est fixé pour un volume maximal d'électricité patrimoniale de 165 TWh par année destiné au marché québécois, volume qui n'a pas été atteint en 2004.

Les informations sur le secteur Distribution tiennent compte des décisions (D-2004-47 du 26 février 2004 et D-2004-170 du 16 août 2004) rendues par la Régie de l'énergie concernant le tarif bi-énergie BT, qui sera abrogé le 1er avril 2006. Ces décisions permettent au secteur de cumuler et de reporter les coûts liés, d'une part, au déficit occasionné par le coût d'approvisionnement en électricité non patrimoniale du secteur Production et, d'autre part, aux incitatifs financiers versés à la clientèle visée, et ce, pour la période du 1er janvier 2004 au 31 mars 2006. Les coûts d'appovisionnement reportés, qui atteignent 53 M$ en 2004, sont éliminés aux fins de la préparation des états financiers consolidés et sont présentés dans la colonne Éliminations intersectorielles et autres du tableau de la page suivante.

Les autres produits ou services intersectoriels sont évalués au coût complet.

Note 24 Informations sectorielles (suite)

Les tableaux suivants présentent de l'information sur les résultats et l'actif par secteurs ainsi que de l'information d'ordre géographique :

Secteurs

	2004							
	Production	Transport	Distribution	Construction	Pétrole et gaz	Activités corporatives et autres	Éliminations intersectorielles et autres	Total
Produits								
– Clients externes	1 361	306	9 015	11	–	6	(1)	**10 698**
– Intersectoriels	4 607	2 529	55	1 973[a]	–	891	(10 055)	**–**
Amortissement	728	668	451	5	–	89	–	**1 941**
Frais financiers	1 038	834	345	–	–	43	1	**2 261**
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	1 664	365	287	3	(11)	(123)	(53)	**2 132**
Activités abandonnées	–	–	–	–	303	–	–	**303**
Bénéfice net (perte nette)	1 664	365	287	3	292	(123)	(53)	**2 435**
Investissements en immobilisations et en actifs incorporels								
– avec effet sur la trésorerie	1 822	733	607	12	–	52	–	**3 226**
– sans effet sur la trésorerie	350	10	6	–	–	–	–	**366**
Actif total	26 658	18 410	10 284	245	7	2 666	(234)	**58 036**

Secteurs

								2003
	Production	Transport	Distribution	Construction	Pétrole et gaz	Activités corporatives et autres	Éliminations intersectorielles et autres	Total
Produits								
– Clients externes	1 511	321	8 667	11	–	(1)	–	10 509
– Intersectoriels	4 563	2 641	44	1 581[a]	–	786	(9 615)	–
Amortissement	669	624	437	5	10	85	–	1 830
Frais financiers	1 171	978	452	–	–	55	–	2 656
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	1 751	395	(133)	6	(17)	(110)	(6)	1 886
Activités abandonnées	–	–	–	–	52	–	–	52
Bénéfice net (perte nette)	1 751	395	(133)	6	35	(110)	(6)	1 938
Investissements en immobilisations et en actifs incorporels								
– avec effet sur la trésorerie	1 431	980	547	4	9	85	(4)	3 052
– sans effet sur la trésorerie	57	29	10	–	–	–	–	96
Actif total	25 247	18 479	9 931	244	1 820	2 191	(181)	57 731

a) Les produits intersectoriels du secteur Construction comprennent une somme de 1 973 M$ (1 571 M$ en 2003) qui correspond à des investissements en immobilisations pour les secteurs clients.

Information d'ordre géographique

	2004		2003	
	Produits	Immobilisations et écarts d'acquisition	Produits	Immobilisations et écarts d'acquisition
Québec	**9 060**	**49 390**	8 746	48 828
Canada, hors Québec	**127**	**22**	151	29
États-Unis	**1 174**	**230**	1 315	372
Chili	**229**	**1 685**	206	1 599
Autres pays	**108**	**341**	91	374
	10 698	**51 668**	10 509	51 202

Note 24 Informations sectorielles (suite)

Les tableaux suivants présentent de l'information sur les résultats et l'actif par secteurs ainsi que de l'information d'ordre géographique :

Secteurs

								2004
	Production	Transport	Distribution	Construction	Pétrole et gaz	Activités corporatives et autres	Éliminations intersectorielles et autres	Total
Produits								
– Clients externes	1 361	306	9 015	11	–	6	(1)	**10 698**
– Intersectoriels	4 607	2 529	55	1 973[a]	–	891	(10 055)	–
Amortissement	728	668	451	5	–	89	–	**1 941**
Frais financiers	1 038	834	345	–	–	43	1	**2 261**
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	1 664	365	287	3	(11)	(123)	(53)	**2 132**
Activités abandonnées	–	–	–	–	303	–	–	**303**
Bénéfice net (perte nette)	1 664	365	287	3	292	(123)	(53)	**2 435**
Investissements en immobilisations et en actifs incorporels								
– avec effet sur la trésorerie	1 822	733	607	12	–	52	–	**3 226**
– sans effet sur la trésorerie	350	10	6	–	–	–	–	**366**
Actif total	26 658	18 410	10 284	245	7	2 666	(234)	**58 036**

Secteurs

								2003
	Production	Transport	Distribution	Construction	Pétrole et gaz	Activités corporatives et autres	Éliminations intersectorielles et autres	Total
Produits								
– Clients externes	1 511	321	8 667	11	–	(1)	–	10 509
– Intersectoriels	4 563	2 641	44	1 581[a]	–	786	(9 615)	–
Amortissement	669	624	437	5	10	85	–	1 830
Frais financiers	1 171	978	452	–	–	55	–	2 656
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	1 751	395	(133)	6	(17)	(110)	(6)	1 886
Activités abandonnées	–	–	–	–	52	–	–	52
Bénéfice net (perte nette)	1 751	395	(133)	6	35	(110)	(6)	1 938
Investissements en immobilisations et en actifs incorporels								
– avec effet sur la trésorerie	1 431	980	547	4	9	85	(4)	3 052
– sans effet sur la trésorerie	57	29	10	–	–	–	–	96
Actif total	25 247	18 479	9 931	244	1 820	2 191	(181)	57 731

a) Les produits intersectoriels du secteur Construction comprennent une somme de 1 97) M$ (1 57) M$ en 2003) qui correspond à des investissements en immobilisations pour les secteurs clients.

Information d'ordre géographique

	2004		2003	
	Produits	Immobilisations et écarts d'acquisition	Produits	Immobilisations et écarts d'acquisition
Québec	**9 060**	**49 390**	8 746	48 828
Canada, hors Québec	**127**	**22**	151	29
États-Unis	**1 174**	**230**	1 315	372
Chili	**229**	**1 685**	206	1 599
Autres pays	**108**	**341**	91	374
	10 698	**51 668**	10 509	51 202

Renseignements complémentaires – Rétrospective quinquennale

Données financières consolidées

M$	2004	2003	2002	2001	2000
RÉSULTATS					
Produits	**10 698**	10 509	12 153	11 497	10 575
Charges					
Exploitation	**2 268**	2 174	2 134	2 050	2 050
Achats d'électricité et de combustible	**1 467**	1 383	3 026	2 782	1 872
Amortissement	**1 941**	1 830	1 921	1 764	1 818
Taxes	**620**	576	549	564	498
	6 296	5 963	7 630	7 160	6 238
Bénéfice d'exploitation	**4 402**	4 546	4 523	4 337	4 337
Frais financiers	**2 261**	2 656	2 973	3 768	3 481
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle	**2 141**	1 890	1 550	569	856
Part des actionnaires sans contrôle	**9**	4	3	2	2
Bénéfice provenant des activités poursuivies	**2 132**	1 886	1 547	567	854
Activités abandonnées	**303**	52	38	24	15
Bénéfice net redressé*		1 938	1 585	591	869
Bénéfice net publié	**2 435**	1 931	1 526	1 108	1 078
SOMMAIRE DU BILAN					
Actif total publié	**58 036**	57 703	59 098	59 861	59 038
Actif total redressé*		57 731	59 130	58 696	58 915
Dette à long terme	**32 521**	34 351	36 695	37 269	34 965
Avoir de l'actionnaire publié	**16 220**	15 127	14 215	14 834	14 280
Avoir de l'actionnaire redressé*		15 128	14 208	13 473	13 451
INVESTISSEMENTS ANNUELS AVEC EFFET SUR LA TRÉSORERIE					
Immobilisations et actifs incorporels	**3 226**	3 052	2 393	1 769	1 769
Autres	**(937)**	(42)	3	(11)	1 652
Total des investissements	**2 289**	3 010	2 396	1 758	3 421
RATIOS FINANCIERS					
Couverture des intérêts[a]	**1,72**	1,65	1,56	1,42	1,36
Taux de capitalisation publié (%)[b]	**32,8**	29,9	26,2	26,8	26,2
Taux de capitalisation redressé (%)[b]*		29,9	26,2	24,9	25,0
Taux d'autofinancement (%)[c]	**74,2**	53,1	70,7	50,4	46,4
Rendement de l'avoir propre publié (%)[d]	**15,5**	13,2	11,0	7,6	7,7
Rendement de l'avoir propre redressé (%)[d]*		13,2	11,5	4,4	6,5
Marge bénéficiaire publiée (%)[e]	**22,8**	16,9	11,7	8,8	9,4
Marge bénéficiaire redressée (%)[e]*		18,4	13,0	5,1	8,2

* *Les données ont été redressées à la suite de l'application rétroactive des normes relatives à la conversion des devises ainsi qu'aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.*

a) Quotient du bénéfice d'exploitation et du revenu net de placements par la dépense brute d'intérêts.

b) Quotient de l'avoir de l'actionnaire par la somme de l'avoir de l'actionnaire, de la dette à long terme, de la dette à perpétuité, des emprunts à court terme et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme diminuée des swaps et fonds d'amortissement.

c) Quotient des liquidités provenant de l'exploitation diminuées des dividendes versés par la somme des investissements, de l'échéance de la dette à long terme et du rachat des fonds d'amortissement.

d) Quotient du bénéfice net par l'avoir de l'actionnaire moyen de l'année.

e) Quotient du bénéfice net par les produits.

Note : Pour l'ensemble de la section Renseignements complémentaires, certaines données financières et d'exploitation des années antérieures ont été reclassées pour respecter la présentation de l'exercice courant.

Données d'exploitation

GWh	2004	2003	2002	2001	2000
Ventes d'électricité					
Au Québec					
Domestique et agricole	**58 002**	57 217	53 231	50 850	51 666
Générale et institutionnelle	**33 137**	32 314	31 695	30 360	30 490
Industrielle	**69 722**	72 546	68 535	66 343	65 950
Autres	**5 026**	5 014	5 111	4 659	4 651
	165 887	167 091	158 572	152 212	152 757
Hors Québec					
Canada et États-Unis (long terme)	**1 930**	2 047	2 219	3 691	6 428
Canada et États-Unis (court terme)	**12 462**	13 739	51 980	38 698	30 479
	14 392	15 786	54 199	42 389	36 907
Autres pays	**475**	484	482	425	416
Ventes totales d'électricité	**180 754**	183 361	213 253	195 026	190 080

M$					
Produits des ventes d'électricité					
Au Québec					
Domestique et agricole	**3 690**	3 504	3 246	3 131	3 167
Générale et institutionnelle	**2 234**	2 096	2 058	1 973	2 002
Industrielle	**2 751**	2 742	2 577	2 482	2 405
Autres	**247**	236	231	217	220
	8 922	8 578	8 112	7 803	7 794
Hors Québec					
Canada et États-Unis (long terme)	**179**	207	233	288	346
Canada et États-Unis (court terme)	**905**	1 138	3 233	2 794	2 003
	1 084	1 345	3 466	3 082	2 349
Autres pays	**35**	37	41	38	31
Produits totaux des ventes d'électricité	**10 041**	9 960	11 619	10 923	10 174

Au 31 décembre					
Nombre d'abonnements au Québec					
Domestique et agricole	**3 399 776**	3 343 271	3 295 544	3 257 361	3 228 610
Générale et institutionnelle	**282 748**	281 997	281 696	280 796	281 107
Industrielle	**13 117**	13 383	13 509	13 215	13 081
Autres	**5 634**	5 812	5 793	5 919	5 941
Nombre total d'abonnements	**3 701 275**	3 644 463	3 596 542	3 557 291	3 528 739

kWh par abonnement					
Consommation annuelle moyenne au Québec					
Domestique et agricole	**17 203**	17 237	16 247	15 680	16 058
Générale et institutionnelle	**117 352**	114 651	112 695	108 061	108 604
Industrielle	**5 262 038**	5 395 359	5 129 097	5 045 862	5 109 828
Autres	**878 211**	864 110	872 780	785 666	779 911

Renseignements complémentaires – Rétrospective quinquennale

Données financières consolidées

M$	2004	2003	2002	2001	2000
RÉSULTATS					
Produits	**10 698**	10 509	12 153	11 497	10 575
Charges					
Exploitation	**2 268**	2 174	2 134	2 050	2 050
Achats d'électricité et de combustible	**1 467**	1 383	3 026	2 782	1 872
Amortissement	**1 941**	1 830	1 921	1 764	1 818
Taxes	**620**	576	549	564	498
	6 296	5 963	7 630	7 160	6 238
Bénéfice d'exploitation	**4 402**	4 546	4 523	4 337	4 337
Frais financiers	**2 261**	2 656	2 973	3 768	3 481
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle	**2 141**	1 890	1 550	569	856
Part des actionnaires sans contrôle	**9**	4	3	2	2
Bénéfice provenant des activités poursuivies	**2 132**	1 886	1 547	567	854
Activités abandonnées	**303**	52	38	24	15
Bénéfice net redressé*		1 938	1 585	591	869
Bénéfice net publié	**2 435**	1 931	1 526	1 108	1 078
SOMMAIRE DU BILAN					
Actif total publié	**58 036**	57 703	59 098	59 861	59 038
Actif total redressé*		57 731	59 130	58 696	58 915
Dette à long terme	**32 521**	34 351	36 695	37 269	34 965
Avoir de l'actionnaire publié	**16 220**	15 127	14 215	14 834	14 280
Avoir de l'actionnaire redressé*		15 128	14 208	13 473	13 451
INVESTISSEMENTS ANNUELS AVEC EFFET SUR LA TRÉSORERIE					
Immobilisations et actifs incorporels	**3 226**	3 052	2 393	1 769	1 769
Autres	**(937)**	(42)	3	(11)	1 652
Total des investissements	**2 289**	3 010	2 396	1 758	3 421
RATIOS FINANCIERS					
Couverture des intérêts[a]	**1,72**	1,65	1,56	1,42	1,36
Taux de capitalisation publié (%)[b]	**32,8**	29,9	26,2	26,8	26,2
Taux de capitalisation redressé (%)[b,*]		29,9	26,2	24,9	25,0
Taux d'autofinancement (%)[c]	**74,2**	53,1	70,7	50,4	46,4
Rendement de l'avoir propre publié (%)[d]	**15,5**	13,2	11,0	7,6	7,7
Rendement de l'avoir propre redressé (%)[d,*]		13,2	11,5	4,4	6,5
Marge bénéficiaire publiée (%)[e]	**22,8**	16,9	11,7	8,8	9,4
Marge bénéficiaire redressée (%)[e,*]		18,4	13,0	5,1	8,2

* *Les données ont été redressées à la suite de l'application rétroactive des normes relatives à la conversion des devises ainsi qu'aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.*

a) Quotient du bénéfice d'exploitation et du revenu net de placements par la dépense brute d'intérêts.

b) Quotient de l'avoir de l'actionnaire par la somme de l'avoir de l'actionnaire, de la dette à long terme, de la dette à perpétuité, des emprunts à court terme et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme diminuée des swaps et fonds d'amortissement.

c) Quotient des liquidités provenant de l'exploitation diminuées des dividendes versés par la somme des investissements, de l'échéance de la dette à long terme et du rachat des fonds d'amortissement.

d) Quotient du bénéfice net par l'avoir de l'actionnaire moyen de l'année.

e) Quotient du bénéfice net par les produits.

Note : Pour l'ensemble de la section Renseignements complémentaires, certaines données financières et d'exploitation des années antérieures ont été reclassées pour respecter la présentation de l'exercice courant.

Données d'exploitation

GWh	2004	2003	2002	2001	2000
Ventes d'électricité					
Au Québec					
Domestique et agricole	**58 002**	57 217	53 231	50 850	51 666
Générale et institutionnelle	**33 137**	32 314	31 695	30 360	30 490
Industrielle	**69 722**	72 546	68 535	66 343	65 950
Autres	**5 026**	5 014	5 111	4 659	4 651
	165 887	167 091	158 572	152 212	152 757
Hors Québec					
Canada et États-Unis (long terme)	**1 930**	2 047	2 219	3 691	6 428
Canada et États-Unis (court terme)	**12 462**	13 739	51 980	38 698	30 479
	14 392	15 786	54 199	42 389	36 907
Autres pays	**475**	484	482	425	416
Ventes totales d'électricité	**180 754**	183 361	213 253	195 026	190 080

M$					
Produits des ventes d'électricité					
Au Québec					
Domestique et agricole	**3 690**	3 504	3 246	3 131	3 167
Générale et institutionnelle	**2 234**	2 096	2 058	1 973	2 002
Industrielle	**2 751**	2 742	2 577	2 482	2 405
Autres	**247**	236	231	217	220
	8 922	8 578	8 112	7 803	7 794
Hors Québec					
Canada et États-Unis (long terme)	**179**	207	233	288	346
Canada et États-Unis (court terme)	**905**	1 138	3 233	2 794	2 003
	1 084	1 345	3 466	3 082	2 349
Autres pays	**35**	37	41	38	31
Produits totaux des ventes d'électricité	**10 041**	9 960	11 619	10 923	10 174

Au 31 décembre					
Nombre d'abonnements au Québec					
Domestique et agricole	**3 399 776**	3 343 271	3 295 544	3 257 361	3 228 610
Générale et institutionnelle	**282 748**	281 997	281 696	280 796	281 107
Industrielle	**13 117**	13 383	13 509	13 215	13 081
Autres	**5 634**	5 812	5 793	5 919	5 941
Nombre total d'abonnements	**3 701 275**	3 644 463	3 596 542	3 557 291	3 528 739

kWh par abonnement					
Consommation annuelle moyenne au Québec					
Domestique et agricole	**17 203**	17 237	16 247	15 680	16 058
Générale et institutionnelle	**117 352**	114 651	112 695	108 061	108 604
Industrielle	**5 262 038**	5 395 359	5 129 097	5 045 862	5 109 828
Autres	**878 211**	864 110	872 780	785 666	779 911

Renseignements complémentaires – Rétrospective quinquennale (suite)

Données d'exploitation

MW	2004	2003	2002	2001	2000
Puissance installée[a]					
Centrales hydroélectriques	**31 622**	31 347	30 392	30 386	30 389
Centrales thermiques[b]	**2 268**	2 267	2 267	2 266	2 266
Parc éolien	**2**	2	2	2	–
Puissance installée totale	**33 892**	33 616	32 661	32 654	32 655
GWh					
Besoins globaux[c]	**193 025**	194 792	192 916	186 645	197 895
MW					
Besoins québécois de puissance à la pointe[d]	**34 956**	36 268	34 989	30 080	30 412
km					
Lignes aériennes et souterraines					
Transport	**32 487**	32 434	32 314	32 273	32 283
Distribution[e]	**107 423**	106 568	105 871	105 352	104 872
	139 910	139 002	138 185	137 625	137 155

a) En plus de la puissance installée de ses propres centrales, Hydro-Québec dispose de la majeure partie de la production de la centrale des Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 428 MW, et de toute la production de quatre parcs éoliens qui comprennent 141 aérogénérateurs d'une puissance installée totale de 111 MW.

b) Y compris la centrale nucléaire de Gentilly-2, d'une puissance nominale de 675 MW.

c) Les besoins globaux comprennent les kilowattheures livrés au Québec et aux réseaux voisins.

d) Besoins québécois de puissance à la pointe pour l'hiver débutant en décembre, y compris la puissance interruptible. Pour l'hiver 2004-2005, la pointe est survenue le 20 décembre 2004 à 18 h.

e) Ces données comprennent les réseaux autonomes, mais excluent les réseaux privés, les lignes en construction et le réseau à 44 kV (transport).

Autres données

%	2004	2003	2002	2001	2000
Hausses tarifaires					
Hausses moyennes	**4,1**	–	–	–	–
Taux d'inflation	**1,9**	2,8	2,2	2,5	2,7
Effectif[a]					
Permanent au 31 décembre	**18 835**	18 317	18 025	17 679	17 277
Temporaire (moyenne annuelle)	**3 567**	3 596	3 632	3 545	3 399
Féminin (%)	**29,4**	28,9	28,5	28,3	28,6

a) À l'exclusion du personnel des filiales et coentreprises.

Renseignements complémentaires

Données financières trimestrielles consolidées

M$	1er trimestre	2e trimestre	3e trimestre	4e trimestre (non vérifiées)	2004 Exercice (vérifiées)
Produits	3 088	2 265	2 386	2 959	**10 698**
Charges					
Exploitation	543	531	531	663	**2 268**
Achats d'électricité et de combustible	417	433	313	304	**1 467**
Amortissement	454	459	472	556	**1 941**
Taxes	153	155	152	160	**620**
	1 567	1 578	1 468	1 683	**6 296**
Bénéfice d'exploitation	1 521	687	918	1 276	**4 402**
Frais financiers	439	594	601	627	**2 261**
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle	1 082	93	317	649	**2 141**
Part des actionnaires sans contrôle	2	2	3	2	**9**
Bénéfice provenant des activités poursuivies	1 080	91	314	647	**2 132**
Activités abandonnées	20	284		(1)	**303**
Bénéfice net	1 100	375	314	646	**2 435**

M$	1er trimestre	2e trimestre	3e trimestre	4e trimestre (non vérifiées)	2003 Exercice (vérifiées)
Produits	3 350	2 324	2 234	2 601	10 509
Charges					
Exploitation	469	514	577	614	2 174
Achats d'électricité et de combustible	465	305	278	335	1 383
Amortissement	460	454	498	418	1 830
Taxes	148	145	145	138	576
	1 542	1 418	1 498	1 505	5 963
Bénéfice d'exploitation	1 808	906	736	1 096	4 546
Frais financiers	814	607	605	630	2 656
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle	994	299	131	466	1 890
Part des actionnaires sans contrôle	1	2		1	4
Bénéfice provenant des activités poursuivies	993	297	131	465	1 886
Activités abandonnées	13	24	14	1	52
Bénéfice net	1 006	321	145	466	1 938

Renseignements complémentaires – Rétrospective quinquennale (suite)

Données d'exploitation

MW	2004	2003	2002	2001	2000
Puissance installée[a]					
Centrales hydroélectriques	**31 622**	31 347	30 392	30 386	30 389
Centrales thermiques[b]	**2 268**	2 267	2 267	2 266	2 266
Parc éolien	**2**	2	2	2	–
Puissance installée totale	**33 892**	33 616	32 661	32 654	32 655
GWh					
Besoins globaux[c]	**193 025**	194 792	192 916	186 645	197 895
MW					
Besoins québécois de puissance à la pointe[d]	**34 956**	36 268	34 989	30 080	30 412
km					
Lignes aériennes et souterraines					
Transport	**32 487**	32 434	32 314	32 273	32 283
Distribution[e]	**107 423**	106 568	105 871	105 352	104 872
	139 910	139 002	138 185	137 625	137 155

a) En plus de la puissance installée de ses propres centrales, Hydro-Québec dispose de la majeure partie de la production de la centrale des Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 428 MW, et de toute la production de quatre parcs éoliens qui comprennent 141 aérogénérateurs d'une puissance installée totale de 111 MW.

b) Y compris la centrale nucléaire de Gentilly-2, d'une puissance nominale de 675 MW.

c) Les besoins globaux comprennent les kilowattheures livrés au Québec et aux réseaux voisins.

d) Besoins québécois de puissance à la pointe pour l'hiver débutant en décembre, y compris la puissance interruptible. Pour l'hiver 2004-2005, la pointe est survenue le 20 décembre 2004 à 18 h.

e) Ces données comprennent les réseaux autonomes, mais excluent les réseaux privés, les lignes en construction et le réseau à 44 kV (transport).

Autres données

%	2004	2003	2002	2001	2000
Hausses tarifaires					
Hausses moyennes	**4,1**	–	–	–	–
Taux d'inflation	**1,9**	2,8	2,2	2,5	2,7
Effectif[a]					
Permanent au 31 décembre	**18 835**	18 317	18 025	17 679	17 277
Temporaire (moyenne annuelle)	**3 567**	3 596	3 632	3 545	3 399
Féminin (%)	**29,4**	28,9	28,5	28,3	28,6

a) À l'exclusion du personnel des filiales et coentreprises.

Renseignements complémentaires

Données financières trimestrielles consolidées

M$	1er trimestre	2e trimestre	3e trimestre	4e trimestre	2004 Exercice
				(non vérifiées)	(vérifiées)
Produits	3 088	2 265	2 386	2 959	**10 698**
Charges					
Exploitation	543	531	531	663	**2 268**
Achats d'électricité et de combustible	417	433	313	304	**1 467**
Amortissement	454	459	472	556	**1 941**
Taxes	153	155	152	160	**620**
	1 567	1 578	1 468	1 683	**6 296**
Bénéfice d'exploitation	1 521	687	918	1 276	**4 402**
Frais financiers	439	594	601	627	**2 261**
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle	1 082	93	317	649	**2 141**
Part des actionnaires sans contrôle	2	2	3	2	**9**
Bénéfice provenant des activités poursuivies	1 080	91	314	647	**2 132**
Activités abandonnées	20	284	-	(1)	**303**
Bénéfice net	1 100	375	314	646	**2 435**

M$	1er trimestre	2e trimestre	3e trimestre	4e trimestre	2003 Exercice
				(non vérifiées)	(vérifiées)
Produits	3 350	2 324	2 234	2 601	10 509
Charges					
Exploitation	469	514	577	614	2 174
Achats d'électricité et de combustible	465	305	278	335	1 383
Amortissement	460	454	498	418	1 830
Taxes	148	145	145	138	576
	1 542	1 418	1 498	1 505	5 963
Bénéfice d'exploitation	1 808	906	736	1 096	4 546
Frais financiers	814	607	605	630	2 656
Bénéfice provenant des activités poursuivies avant part des actionnaires sans contrôle	994	299	131	466	1 890
Part des actionnaires sans contrôle	1	2	-	1	4
Bénéfice provenant des activités poursuivies	993	297	131	465	1 886
Activités abandonnées	13	24	14	1	52
Bénéfice net	1 006	321	145	466	1 938

Direction

André Caillé
Président-directeur général



Marie-José Nadeau
Vice-présidente exécutive aux affaires corporatives et secrétaire générale



Daniel Leclair
Vice-président exécutif aux finances et chef des services financiers



Maurice Charlebois
Vice-président exécutif aux ressources humaines et aux services partagés



Conseil d'administration

André Bourbeau[a, b, c, d, e, f, g, h, i, j]
Président du Conseil d'administration,
Hydro-Québec

André Caillé[a, b, c, d, e, f, g, h, i, j]
Président-directeur général,
Hydro-Québec

Michel Boivin
Sous-ministre des Ressources naturelles
et de la Faune, gouvernement du Québec

Joseph Benarrosh[d, f]
Président, JJDS Capital inc.

Gaston Blackburn[c, g]
Président, G. Blackburn Inc.

Andrée Corriveau[d, j]
Présidente-directrice générale,
Centre Financier International – Montréal

Bernard Gaudreault[b, k]
Administrateur, Hydro-Québec

Norman E. Hébert jr.[b, f, k]
Président et chef de la direction,
Groupe Park Avenue

Régis Labeaume[b, j]
Président-directeur général,
Fondation de l'entrepreneurship

Louis Lagassé[a, c, f, h, i]
Président du Conseil, MediaS Corporation

Yvon Lamontagne[a, c, k]
Président du Conseil d'administration,
SCOR Canada Reinsurance Company (Toronto)

Paul Larocque[c, g]
Président, Infrastructures Transport
Maire, Bois-des-Filion

Jacques Leblanc[d, k]
Comptable agréé, Gestion Jacques Leblanc inc.

Sophie Martin[d, j]
Avocate, Desjardins Ducharme Stein Monast

Michel Noël de Tilly[b, k]
Président du Conseil d'administration, Sépaq

Michel Plessis-Bélair[a, c, f]
Vice-président du conseil et chef des services
financiers, Power Corporation du Canada

Marie-France Poulin[c, h, i]
Vice-présidente exécutive, Groupe Camada inc.

Comités du Conseil d'administration

a Comité exécutif
b Comité Distribution
c Comité d'environnement et de responsabilité sociale
d Comité d'éthique et de régie d'entreprise
e Comité des finances
f Comité de gestion financière du régime de retraite
g Comité Production
h Comité des ressources humaines
i Comité Technologie
j Comité Transport
k Comité de vérification

André Caillé
Président-directeur général



Marie-José Nadeau
Vice-présidente exécutive aux affaires corporatives et secrétaire générale



Daniel Leclair
Vice-président exécutif aux finances et chef des services financiers



Maurice Charlebois
Vice-président exécutif aux ressources humaines et aux services partagés



Conseil d'administration

André Bourbeau[a, b, c, d, e, f, g, h, i, j]
Président du Conseil d'administration,
Hydro-Québec

André Caillé[a, b, c, d, e, f, g, h, i, j]
Président-directeur général,
Hydro-Québec

Michel Boivin
Sous-ministre des Ressources naturelles
et de la Faune, gouvernement du Québec

Joseph Benarrosh[a, f]
Président, JJDS Capital inc.

Gaston Blackburn[c, g]
Président, G. Blackburn inc.

Andrée Corriveau[a, j]
Présidente-directrice générale,
Centre Financier International – Montréal

Bernard Gaudreault[b, k]
Administrateur, Hydro-Québec

Norman E. Hébert jr.[c, f, k]
Président et chef de la direction,
Groupe Park Avenue

Régis Labeaume[a, j]
Président-directeur général,
Fondation de l'entrepreneurship

Louis Lagassé[a, b, c, d, e, f, h, i, j]
Président du Conseil, MediaS Corporation

Yvon Lamontagne[a, c, d, k]
Président du Conseil d'administration,
SCOR Canada Reinsurance Company (Toronto)

Paul Larocque[a, g]
Président, Infrastructures Transport
Maire, Bois-des-Filion

Jacques Leblanc[d, k]
Comptable agréé, Gestion Jacques Leblanc inc.

Sophie Martin[a, j]
Avocate, Desjardins Ducharme Stein Monast

Michel Noël de Tilly[c, k]
Président du Conseil d'administration, Sepaq

Michel Plessis-Bélair[a, e, f]
Vice-président du conseil et chef des services
financiers, Power Corporation du Canada

Marie-France Poulin[a, c, h, i]
Vice-présidente exécutive, Groupe Camada inc.

Comités du Conseil d'administration

a Comité exécutif
b Comité Distribution
c Comité d'environnement et de responsabilité sociale
d Comité d'éthique et de régie d'entreprise
e Comité des finances
f Comité de gestion financière du régime de retraite
g Comité Production
h Comité des ressources humaines
i Comité Technologie
j Comité Transport
k Comité de vérification

Gouvernance

Le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a le souci de maintenir les plus hauts standards en matière de gouvernance. Il adhère aux lignes directrices établies à cet égard par les Bourses canadiennes même si, sur le plan juridique, Hydro-Québec n'a pas à s'y soumettre puisqu'elle n'est pas cotée en Bourse.

Mandat

Le Conseil administre les affaires de l'entreprise conformément à la *Loi sur Hydro-Québec*, à la *Loi sur les compagnies* et aux politiques énergétiques du gouvernement du Québec. Ses fonctions les plus importantes concernent l'analyse et l'adoption du Plan stratégique, qui contient les grandes orientations de l'entreprise, et du Plan d'affaires annuel, qui présente les budgets des investissements et des charges d'exploitation ainsi que les objectifs annuels de performance des membres de la Direction. Elles concernent également la revue mensuelle des résultats financiers et la revue quadrimestrielle des résultats de gestion, l'évaluation annuelle de la gestion intégrée des risques d'entreprise ainsi que la sélection et l'évaluation des membres de la Haute direction. Le Conseil reçoit et analyse régulièrement les rapports d'activité, les résultats financiers et les rapports de reddition de comptes des filiales.

Indépendance

Le Conseil est composé d'une majorité de personnes provenant de l'extérieur de l'entreprise. Un seul administrateur est membre de la Haute direction, soit le président-directeur général. Le Conseil veille au respect en tout temps des règles énoncées dans le *Code d'éthique et de déontologie des administrateurs, des dirigeants et des contrôleurs d'Hydro-Québec*, qui découlent de l'application du *Règlement sur l'éthique et la déontologie des administrateurs publics*.

Information

Chaque administrateur se voit offrir une séance d'information complète sur le secteur de l'énergie, le contexte d'affaires et les principales activités d'Hydro-Québec. Il reçoit aussi un guide de l'administrateur précisant le contexte technique, commercial et réglementaire de l'entreprise ainsi que les rôles et les responsabilités d'un membre du Conseil.

De plus, des manuels ont été élaborés en 2004 pour les membres de la plupart des comités du Conseil. Ces manuels contiennent, en plus de l'information de base sur le comité, une série de documents d'information et de consultation ainsi que des rapports qui visent à faciliter la prise de décisions.

Fonctionnement

Le Conseil met à contribution l'expertise et l'expérience de ses membres, qui œuvrent au sein de onze comités : le Comité exécutif, le Comité Distribution, le Comité d'environnement et de responsabilité sociale, le Comité d'éthique et de régie d'entreprise, le Comité des finances, le Comité de gestion financière du régime de retraite, le Comité Production, le Comité des ressources humaines, le Comité Transport, le Comité de vérification et le Comité Technologie, créé en décembre 2004. À la suite de la tenue d'une réunion d'un comité, le président du comité en fait un compte rendu verbal à la réunion suivante du Conseil. L'évaluation de la performance et du fonctionnement du Conseil est confiée au Comité d'éthique et de régie d'entreprise. Le Comité exécutif peut exercer les pouvoirs du Conseil, sauf ceux qui sont réservés au Conseil par la loi.

En 2004, afin de se conformer aux principes généralement reconnus de bonne gouvernance, la Société a convenu d'actualiser annuellement les mandats des différents comités du Conseil. Ainsi, le mandat de chaque comité a été arrimé à la réalité de l'entreprise et a été redéfini de manière à confirmer le pouvoir qu'ont les membres des comités du Conseil de recourir à des expertises externes en vue d'obtenir des avis sur les sujets relevant de leurs compétences.

Séparation fonctionnelle

En 1997, Hydro-Québec a mis en place une structure organisationnelle permettant à certaines unités de travailler distinctement les unes des autres tout en faisant partie de la même entreprise. C'est le principe de la séparation fonctionnelle.

Les activités de ces unités sont soumises à des règles d'éthique définies. Ainsi, le processus d'approvisionnement en électricité est régi par le *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* adopté par Hydro-Québec Distribution et approuvé par le Conseil d'administration. Ce code vise essentiellement à garantir l'équité du processus d'appel d'offres pour tous les fournisseurs d'électricité. Un registre des manquements et des mesures correctives est tenu à jour et déposé une fois par année auprès de la Régie de l'énergie.

À l'automne 2004, Hydro-Québec a révisé les *Normes de conduite relatives à la séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marchés de gros* afin qu'elles reflètent les modifications apportées par la Federal Energy Regulatory Commission à ses propres règles. Ces normes s'intitulent désormais *Normes de conduite du transporteur*.

Par ailleurs, la Régie de l'énergie a approuvé, en juin 2004, le *Code de conduite du transporteur* qu'Hydro-Québec TransÉnergie a produit à sa demande. Ce code régit spécifiquement les relations entre le transporteur et les affiliés d'Hydro-Québec. Les manquements au code et aux normes applicables au transporteur sont consignés dans un même registre.

Accès aux documents et protection des renseignements personnels

Hydro-Québec prend les mesures nécessaires pour garantir à ses clients, à ses fournisseurs et à son personnel la confidentialité des renseignements personnels et commerciaux qu'elle détient et qui ne sont pas dans le domaine public, conformément à la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels*.

En 2004, l'entreprise a achevé la mise en œuvre du plan d'action intitulé *Protection des renseignements personnels*, élaboré en 2001. De plus, elle a mis en ondes sur son site Internet (www.hydroquebec.com) de l'information concernant l'application de la loi précitée.

Loi Sarbanes-Oxley

En 2004, le Comité de vérification a poursuivi les travaux qu'il avait entrepris en étroite collaboration avec le Groupe des finances et avec la Vérification générale afin de s'assurer que la Société adopte les meilleures pratiques en matière de gouvernance, dans l'esprit de la loi Sarbanes-Oxley édictée aux États-Unis en 2002. Plusieurs initiatives ont été prises à ce chapitre au cours de l'année, notamment :

- l'implantation d'un processus de traitement des plaintes et de protection des employés qui permet aux membres du personnel de signaler, en toute confidentialité, toute fraude ou irrégularité liée au contrôle interne. La gestion de ce processus est assurée par le vérificateur général de la Société ;
- l'attribution d'un mandat visant à définir une démarche de documentation des processus, des risques et des contrôles internes liés à l'information financière en vue d'attester l'efficacité de ces contrôles ;
- l'adoption d'une règle sur la rotation des associés des deux firmes de vérification externes faisant partie de l'équipe de mission de vérification annuelle ;
- la divulgation, dans le Rapport annuel d'Hydro-Québec, des règles adoptées par l'entreprise par rapport à la politique sur l'indépendance des vérificateurs externes et aux honoraires des vérificateurs externes (voir ci-après).

Encadrements linguistiques

Au cours de l'année, Hydro-Québec a poursuivi ses efforts en vue d'améliorer la qualité de la langue française dans l'entreprise. Différents cours de perfectionnement en français écrit (grammaire, correspondance commerciale, rédaction de rapports, etc.) ont été proposés au personnel : près de 450 personnes ont participé aux 45 sessions données. De plus, l'entreprise a continué d'améliorer les outils terminologiques et linguistiques mis à la disposition du personnel. Enfin, elle a réalisé diverses actions de promotion et de sensibilisation pour souligner la Francofête.

Le Comité linguistique permanent s'est réuni en 2004 pour examiner différentes questions liées à l'application de la *Charte de la langue française*, notamment la langue de communication avec les personnes physiques et avec les personnes morales, la qualité de la terminologie dans le nouveau système d'information clientèle, SIC, et la francisation de la banque de données nominatives de ce système.

Politique sur l'indépendance des vérificateurs externes

Hydro-Québec n'est pas assujettie aux dispositions de la loi Sarbanes-Oxley ni aux règlements canadiens comparables en matière de gouvernance. Toutefois, les mécanismes ci-dessous permettent au Comité de vérification de s'assurer du maintien de l'indépendance des vérificateurs externes :

- processus d'analyse préalable de tout mandat devant être confié aux vérificateurs externes pour assurer qu'il ne porte pas atteinte à leur indépendance. La prestation par les vérificateurs externes de services qui font partie de la catégorie des services interdits par la loi Sarbanes-Oxley n'est pas autorisée ;
- règles relatives à l'approbation préalable de toutes les demandes de services faites auprès des vérificateurs externes ;
- comptes rendus au Comité de vérification des honoraires facturés par les vérificateurs externes ;
- mesures visant à garantir le respect des règles relatives à la rotation des associés.

Honoraires des vérificateurs

Les firmes Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. (SBDT) et PricewaterhouseCoopers s.r.l. (PwC) sont les covérificateurs d'Hydro-Québec pour l'exercice 2004.

Le tableau qui suit indique les honoraires que SBDT et PwC ont facturés à Hydro-Québec et à ses filiales pour les services fournis au cours des deux derniers exercices.

HONORAIRES DES VÉRIFICATEURS EXTERNES

	Samson Bélair/Deloitte & Touche		PricewaterhouseCoopers	
M$	**2004**	2003	**2004**	2003
Honoraires de vérification[a]	**1,8**	1,3	**1,7**	1,6
Honoraires pour services liés à la vérification	–	0,1	–	0,2
Honoraires pour services fiscaux	**0,4**	0,5	**0,2**	0,3
Autres honoraires	**0,4**	0,7	**0,2**	0,1
Total	**2,6**	2,6	**2,1**	2,2

a) Comprend les honoraires pour la vérification des exercices 2004 et 2003 d'Hydro-Québec et de ses filiales ainsi que les honoraires facturés dans le cadre d'autres mandats liés directement à la vérification.

Honoraires de vérification. Ces honoraires couvrent les services professionnels fournis dans le cadre de la vérification des états financiers annuels, de l'examen des états financiers intermédiaires, de la vérification du régime de retraite et de consultations au sujet des normes de comptabilité et de présentation de l'information financière, ainsi que d'autres travaux de vérification exigés par la réglementation en vigueur.

Honoraires pour services liés à la vérification. Ces honoraires couvrent des consultations en matière de comptabilité et de vérification diligente effectuées dans le contexte d'acquisitions, ainsi que d'autres consultations comptables et mandats de certification.

Honoraires pour services fiscaux. Ces honoraires couvrent des services professionnels relatifs à la conformité fiscale, aux services fiscaux offerts aux expatriés d'Hydro-Québec, à des conseils fiscaux et à la planification fiscale.

Autres honoraires. Ces honoraires couvrent les services professionnels fournis dans le cadre de l'appui externe au processus d'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution et d'études de marchés étrangers des capitaux ainsi que d'autres mandats de services conseils.

Rapport d'activité du Conseil d'administration et de ses comités

Le Conseil d'administration d'Hydro-Québec est composé d'au plus seize membres nommés par le gouvernement du Québec pour une période n'excédant pas cinq ans, ainsi que du président-directeur général, nommé par le Conseil avec l'approbation du gouvernement. Le sous-ministre des Ressources naturelles est membre d'office du Conseil, mais sans droit de vote.

Le Conseil d'administration a tenu onze réunions en 2004 et ses comités se sont réunis 46 fois.

En 2004, le Conseil a accueilli quatre nouveaux membres, soit M^me^ Marie-France Poulin ainsi que MM. Michel Plessis-Bélair, Jacques Leblanc et Norman E. Hébert jr.

Au cours de l'année, le Conseil a approuvé l'entente de principe relative à la vente de la participation d'Hydro-Québec dans Noverco, divers investissements pour la construction d'équipements et la réalisation d'études d'avant-projet, ainsi que les dossiers tarifaires d'Hydro-Québec TransÉnergie et d'Hydro-Québec Distribution. Il a également autorisé le lancement d'un appel d'offres pour un deuxième bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne. En outre, il a approuvé une augmentation de la valeur du Plan global en efficacité énergétique ainsi qu'une augmentation de la contribution totale du distributeur à l'Agence de l'efficacité énergétique pour la mise en œuvre, entre 2004 et 2006, de programmes d'économie d'énergie ciblant les clients à budget modeste.

Par ailleurs, le Conseil a approuvé un budget d'aide d'urgence pour permettre à Hydro-Québec de collaborer à la remise en état du réseau de distribution électrique de la ville des Gonaïves, en Haïti, fortement endommagé par l'ouragan Jeanne. De plus, il a autorisé l'adhésion de la Société au Pacte mondial des Nations Unies et aux dix principes universels du Pacte relatifs aux droits de l'homme, aux normes du travail, à la protection de l'environnement et à la lutte contre la corruption.

Enfin, le Conseil a suivi l'évolution des budgets, des objectifs et des résultats financiers de la Société et de ses filiales en propriété exclusive.

Comité Distribution

Le Comité Distribution a pour mandat de conseiller le Conseil d'administration dans les dossiers d'Hydro-Québec Distribution portant sur l'approvisionnement des consommateurs québécois en électricité, notamment ceux qui doivent être déposés auprès de la Régie de l'énergie et tout autre dossier relatif aux activités du distributeur qui nécessite l'approbation du Conseil.

En 2004, le comité a notamment examiné les critères et les grilles de pondération applicables aux appels d'offres portant sur l'énergie éolienne, la biomasse et l'énergie produite par cogénération, de même que la situation des appels d'offres à court et à long termes. Il s'est également penché sur la révision du Plan global en efficacité énergétique et sur le *Plan d'approvisionnement 2005-2014*. Enfin, il a suivi l'avancement du projet Système d'information clientèle (SIC), qui vise à moderniser les systèmes informatiques ainsi qu'à transformer les pratiques commerciales et les processus d'affaires liés aux ventes et aux services à la clientèle.

Comité d'environnement et de responsabilité sociale

Le Comité d'environnement et de responsabilité sociale a pour mandat de donner son avis au Conseil d'administration sur les questions de gestion environnementale, de santé et de sécurité du public, de relations avec les communautés, de responsabilité sociale et d'image de marque. Le comité est saisi de tout rapport ou avis d'infraction portant sur un incident environnemental.

En 2004, le comité a suivi de près les discussions et réflexions, au Québec et ailleurs, sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto et son impact sur la Société. Il a étudié les risques et les enjeux de la Politique nationale de l'eau et des différentes lois environnementales pouvant toucher Hydro-Québec, et s'est penché sur la synthèse des inspections environnementales effectuées en 2003. Par ailleurs, il a passé en revue les activités réalisées en 2003 par la Fondation Hydro-Québec pour l'environnement et les projets mis de l'avant par la Fondation en 2004. Il a également étudié les demandes de dons qui lui ont été soumises et a passé en revue le bilan des dons et commandites de la Société ainsi que le rapport sur les chaires universitaires de recherche qu'elle a soutenues en 2003.

Comité d'éthique et de régie d'entreprise

Le Comité d'éthique et de régie d'entreprise a pour mandat d'assurer le Conseil d'administration que la Société maintient les plus hauts standards en matière de gouvernance. À cette fin, il donne des avis et fait des recommandations sur différents éléments – notamment les objectifs corporatifs annuels de performance, la structure et la composition du Conseil d'administration et de ses comités, le partage des responsabilités entre le Conseil, le Comité exécutif et la Haute direction et l'application du *Code d'éthique et de déontologie des administrateurs, des dirigeants et des contrôleurs d'Hydro-Québec* – en vue de permettre au Conseil d'obtenir une assurance raisonnable de leur conformité avec les normes, lois et règlements en vigueur.

En 2004, le comité a analysé des rapports de reddition de comptes portant sur l'application des politiques Notre régie d'entreprise et Nos acquisitions de biens meubles et de services, de même que sur la séparation fonctionnelle. Il a pris connaissance de l'avancement des travaux ayant trait à la loi Sarbanes-Oxley ainsi que des modifications apportées au *Répertoire des pouvoirs de décision du Conseil d'administration*, et il a examiné un règlement concernant l'indemnisation des dirigeants, cadres et employés de la Société. Le comité s'est également penché sur l'actualisation de son mandat, sur la révision annuelle des mandats des autres comités du Conseil et sur la recommandation de créer un nouveau comité au sein du Conseil, le Comité Technologie.

Comité des finances

Le Comité des finances a pour mandat principal de conseiller le Conseil d'administration en matière de financement, d'affaires bancaires, de gestion intégrée des risques d'entreprise et de gestion des différents fonds de la Société, ainsi qu'à l'égard de son Plan d'affaires et du budget annuel qui en découle.

En 2004, la gestion des risques financiers a occupé une place importante dans les travaux du comité, compte tenu de l'entrée en vigueur de certaines modifications aux conventions comptables canadiennes. Le comité a également analysé les plans d'affaires de certaines filiales de la Société et recommandé l'approbation et assuré le suivi de son programme de swaps, de son programme d'approvisionnement de fonds et des garanties consenties par la Société et ses filiales.

Comité de gestion financière du régime de retraite

Le Comité de gestion financière du régime de retraite a pour mandat de donner son avis au Conseil d'administration sur les orientations, politiques, stratégies et objectifs généraux fixés à l'égard de divers aspects du régime de retraite d'Hydro-Québec, soit le sommaire et l'évaluation de la performance du portefeuille de la caisse de retraite, l'évaluation de la performance des gestionnaires de portefeuille spécialisés, l'exercice des droits de vote attachés aux titres détenus par la caisse et la création de sociétés pour les placements immobiliers de la caisse. Il se prononce également sur la gestion générale du régime, y compris l'évolution de son passif et toute autre question liée à la gestion de la caisse de retraite.

En 2004, le comité a recommandé de modifier la structure de gouvernance du régime afin de dissocier le rôle de supervision de celui de gestion de la caisse de retraite. Pour appuyer cette démarche, il a proposé une série de mesures, dont la refonte d'éléments du *Répertoire des pouvoirs de décision du Conseil d'administration* relatifs au régime de retraite. Par ailleurs, le comité a évalué le rendement du portefeuille de la caisse de retraite et la performance des gestionnaires de portefeuille spécialisés, ainsi que la santé financière globale du régime de retraite.

Comité Production

Le Comité Production a pour mandat de conseiller le Conseil d'administration dans les dossiers d'Hydro-Québec Production, notamment ceux ayant trait aux soumissions présentées par cette division à Hydro-Québec Distribution en réponse à un appel d'offres et tout autre dossier nécessitant l'approbation du Conseil d'administration. Il intervient aussi dans les dossiers relatifs aux filiales actives dans le domaine de la production.

En 2004, le comité s'est particulièrement intéressé aux projets d'aménagement hydroélectrique, à l'examen d'ententes avec différentes communautés autochtones et à la conclusion de contrats d'approvisionnement en électricité avec des fournisseurs indépendants.

Comité des ressources humaines

Le Comité des ressources humaines a pour mandat de donner son avis au Conseil d'administration sur les orientations et les stratégies en matière de rémunération globale, de relations de travail et de santé et sécurité, ainsi que sur les politiques en matière de planification de la main-d'œuvre et de perfectionnement, de mobilisation et de performance des employés. Il doit également se prononcer sur l'organisation de la Haute direction de même que sur le recrutement, l'évaluation, la rémunération, les conditions de travail et les objectifs annuels du président-directeur général et des cadres supérieurs.

En 2004, le comité s'est penché sur l'application dans l'entreprise de la politique Nos ressources humaines et sur l'évolution du programme Nouveaux diplômés. Il s'est également intéressé aux négociations avec certaines associations syndicales en vue du renouvellement de leur convention collective de travail. Le comité a en outre analysé divers aspects de la rémunération variable du président-directeur général, des cadres supérieurs et de l'ensemble des employés en fonction des objectifs de performance de l'entreprise. Enfin, il a examiné certains dossiers spécifiques tels que les départs à la retraite, les heures supplémentaires et les activités de la protectrice de la personne.

Comité Technologie

Le Comité Technologie a été créé en décembre 2004. Il a pour mandat de donner son avis au Conseil d'administration sur les orientations, politiques, stratégies et objectifs généraux d'Hydro-Québec en ce qui concerne les nouvelles technologies de l'énergie : planification stratégique et opérationnelle, carte routière technologique, engagements financiers liés au développement et à la mise en œuvre de nouvelles technologies. Il est également chargé d'assurer le suivi périodique des portefeuilles d'innovation technologique et de capital-risque ainsi que les activités de veille technologique.

Comité Transport

Le Comité Transport a pour mandat de conseiller le Conseil d'administration dans les dossiers d'Hydro-Québec TransÉnergie, notamment ceux qui doivent être soumis à la Régie de l'énergie, ainsi que dans les dossiers liés aux investissements à l'international et aux filiales dans le domaine du transport.

Au cours de l'année, le comité a notamment examiné la cause tarifaire 2004 du transporteur, le projet de remise à neuf et de modernisation des compensateurs synchrones au poste de Lévis, de même que la demande de modification des tarifs et des conditions de service d'Hydro-Québec TransÉnergie pour l'année 2005.

Comité de vérification

Le Comité de vérification a pour mandat principal d'assurer le Conseil d'administration de la conformité des états financiers avec la situation financière de l'entreprise, de la suffisance et de l'efficacité des contrôles internes ainsi que de l'application de mécanismes adéquats pour déterminer et gérer les risques internes et externes importants auxquels l'entreprise est exposée. Il est composé de membres indépendants, dont un expert financier, M. Yvon Lamontagne. Le comité prend connaissance des rapports de vérification interne et des plans d'action qui en découlent. Il rencontre périodiquement les vérificateurs externes et supervise directement leurs travaux.

En 2004, le comité a pris connaissance des résultats des vérifications, examiné les états financiers de la Société et d'Hydro-Québec International et suivi la progression des travaux réalisés par Hydro-Québec au cours de l'année en rapport avec la loi Sarbanes-Oxley.

Le comité a aussi examiné plusieurs plans d'action, notamment ceux qui concernaient les retombées économiques des projets d'innovation technologique MATH et Scompi d'Hydro-Québec Production, l'entretien des bâtiments administratifs et la sécurité de l'infrastructure technologique du progiciel SAP R/3.

Code d'éthique et de déontologie des administrateurs, des dirigeants et des contrôleurs d'Hydro-Québec

Section I – Interprétation et application

1. Dans le présent code, à moins que le contexte n'indique un sens différent :

a) « **administrateur** » désigne, à l'égard de la Société, un membre du Conseil d'administration de la Société, qu'il exerce ou non une fonction à temps plein au sein de la Société ;

b) « **comité** » ou « Comité d'éthique et de régie d'entreprise » désigne le Comité d'éthique et de régie d'entreprise institué par la résolution du Conseil d'administration du 17 octobre 1997 (HA-173/97), dont copie est jointe en annexe D ;

c) « **conjoint** » comprend les époux ainsi que les personnes vivant maritalement l'une avec l'autre depuis plus d'un an ;

d) « **Conseil** » désigne le Conseil d'administration de la Société ;

e) « **contrat** » comprend un contrat projeté ;

f) « **contrôle** » désigne la détention directe ou indirecte par une personne de valeurs mobilières, incluant des parts sociales, conférant plus de 50 % des droits de vote ou de participation, sans que ce droit dépende de la survenance d'un événement particulier, ou permettant d'élire la majorité des administrateurs ;

g) « **contrôleur** » désigne le contrôleur de la Société et les contrôleurs des divisions ou des groupes ou des unités relevant du président-directeur général de la Société ;

h) « **dirigeant** » à l'égard de la Société, désigne tout cadre contractuel dont les conditions d'emploi sont soumises à l'approbation du Conseil ;

i) « **entreprise** » désigne toute forme que peut prendre l'organisation de la production de biens ou de services ou de toute autre affaire à caractère commercial, industriel ou financier et tout regroupement visant à promouvoir certaines valeurs, intérêts ou opinions ou à exercer une influence sur les autorités publiques ; toutefois, cela ne comprend pas la Société ni une association ou un regroupement sans but lucratif qui ne présente aucun lien financier avec la Société ni d'incompatibilité avec les objets de la Société ;

j) « **entreprise liée** » désigne toute personne morale et toute société à l'égard desquelles la Société détient directement ou indirectement des valeurs mobilières, incluant des parts sociales, conférant plus de 10 % des droits de vote ou de participation ;

k) « **famille immédiate** » désigne le conjoint et les enfants à charge ;

l) « **filiale** » désigne une personne morale ou une société contrôlée directement ou indirectement par la Société ;

m) « **Règlement** » désigne le *Règlement sur l'éthique et la déontologie des administrateurs publics* [Décret 824-98 du 17 juin 1998 (1998) 130 G.O. II, 3474, pris en vertu des articles 3.01 et 3.02 de la *Loi sur le ministère du Conseil exécutif*, L.R.Q., c. M-30], tel qu'amendé et modifié à l'occasion ;

n) « **Société** » désigne Hydro-Québec.

2. Dans le présent code, l'interdiction de poser un geste inclut la tentative de poser ce geste et toute participation ou incitation à le poser.

2.1 Le présent code s'applique aux administrateurs, au président-directeur général, aux autres dirigeants de la Société et aux contrôleurs de cette dernière.

Les administrateurs et le président-directeur général sont également assujettis au Règlement.

Section II – Principes d'éthique et règles générales de déontologie

3. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur est nommé pour contribuer à la réalisation de la mission de la Société dans le meilleur intérêt du Québec. Dans ce cadre, il doit mettre à profit ses connaissances, ses aptitudes et son expérience de manière à favoriser l'accomplissement efficient, équitable et efficace des objets assignés à la Société par la loi et la bonne administration des biens qu'elle possède comme mandataire de l'État.

Sa contribution doit être faite dans le respect du droit, avec honnêteté, loyauté, prudence, diligence, efficacité, assiduité et équité.

3.1 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur assume ses fonctions en respectant les repères suivants :

une vision de la Société qui vise à en faire un chef de file mondial dans le domaine de l'énergie par la mise en valeur de son expertise au bénéfice de ses clients, de ses employés, de son actionnaire et par l'association de partenaires dans une perspective d'affaires ;

- les valeurs qui sous-tendent l'action de la Société en tant que société d'État à caractère commercial, notamment la satisfaction du client, le sens des affaires, le respect des employés, l'amélioration de la qualité, le respect de l'environnement, le partenariat avec les collectivités locales et la protection du futur ; et
- les principes énoncés dans les politiques de base de la Société qui expriment des engagements et traduisent une culture d'affaires, notamment en ce qui concerne la clientèle, les ressources humaines, les acquisitions de biens et de services, les partenaires d'affaires, les finances, les actifs, l'environnement, le rôle social et la régie d'entreprise.

3.2 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur est tenu, dans l'exercice de ses fonctions, de respecter les principes d'éthique et les règles de déontologie prévus par la loi, le Règlement selon le cas, ainsi que ceux établis par le présent code. En cas de divergence, les principes et les règles les plus exigeants s'appliquent.

Il doit, en cas de doute, agir selon l'esprit de ces principes et de ces règles.

L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur qui, à la demande de la Société, exerce des fonctions d'administrateur dans un organisme ou une entreprise, ou en est membre, est tenu aux mêmes obligations.

4. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur ne peut confondre les biens de la Société avec les siens ; il ne peut utiliser, à son profit ou au profit d'un tiers, les biens de la Société ni l'information obtenue dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de ses fonctions. Ces obligations subsistent même après que l'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur a cessé d'occuper ses fonctions.

5. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur ne doit rechercher, dans l'exercice de ses fonctions, que l'intérêt de la Société à l'exclusion de son propre intérêt et de celui de tiers.

5.1 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur est tenu à la discrétion sur ce dont il a eu connaissance dans l'exercice ou à l'occasion de l'exercice de ses fonctions. Il doit à tout moment respecter le caractère confidentiel de l'information dont il a ainsi eu connaissance.

5.2 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit, dans l'exercice de ses fonctions, prendre ses décisions indépendamment de toutes considérations partisanes.

Le président du Conseil, l'administrateur qui exerce ses fonctions à temps plein, le dirigeant et le contrôleur doivent faire preuve de réserve dans la manifestation publique de leurs opinions politiques.

6. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur ne peut, directement ou indirectement, accorder, solliciter ou accepter une faveur ou un avantage indu pour lui-même ou pour un tiers.

Il ne peut notamment accepter ni solliciter un avantage d'une personne ou entreprise faisant affaire avec la Société ou une filiale, ou agissant au nom ou pour le bénéfice d'une telle personne ou entreprise, si cet avantage est destiné à l'influencer ou susceptible de l'influencer dans l'exercice de ses fonctions, ou de générer des expectatives en ce sens.

6.1 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit, dans la prise de ses décisions, éviter de se laisser influencer par des offres d'emploi.

6.2 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur ne peut accepter aucun cadeau ou marque d'hospitalité autre que ceux d'usage et d'une valeur modeste.

Tout autre cadeau ou marque d'hospitalité doit être retourné au donateur.

7. L'administrateur ne peut prendre d'engagement à l'égard de tiers ni leur accorder aucune garantie relativement au vote qu'il peut être appelé à donner ou à quelque décision que ce soit que le Conseil peut être appelé à prendre.

7.1 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur ne peut, dans l'exercice de ses fonctions, traiter avec une personne qui a cessé d'être administrateur, dirigeant ou contrôleur de la Société depuis moins d'un an si cette dernière agit pour le compte d'autrui relativement à une procédure, à une négociation ou à une autre opération à laquelle la Société est partie et sur laquelle cette personne détient de l'information non disponible au public.

7.2 Après avoir cessé d'exercer ses fonctions, nul administrateur, dirigeant ou contrôleur ne doit divulguer une information confidentielle qu'il a obtenue ni donner à quiconque des conseils fondés sur de l'information non disponible au public concernant la Société ou un autre organisme ou entreprise avec lequel il avait des rapports directs importants au cours de l'année qui a précédé la date de cessation de ses fonctions.

Dans l'année qui suit cette date, il lui est interdit d'agir au nom ou pour le compte d'autrui relativement à une procédure, à une négociation ou à une autre opération à laquelle la Société est partie et sur laquelle il détient de l'information non disponible au public.

8. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit collaborer avec le président du Conseil ou le Comité d'éthique et de régie d'entreprise sur une question d'éthique ou de déontologie, lorsqu'il est prié de le faire.

8.1 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur qui a l'intention de présenter sa candidature à une charge élective doit en informer le président du Conseil.

Le président du Conseil ou le président-directeur général qui a pareille intention doit en informer le secrétaire général du Conseil exécutif.

Section III – Devoirs et obligations des administrateurs, des dirigeants et des contrôleurs eu égard aux conflits d'intérêts

Prévention des conflits d'intérêts

9. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit éviter de se placer dans une situation de conflit entre son intérêt personnel et les obligations de ses fonctions ou dans une situation jetant un doute raisonnable sur sa capacité d'exercer ses fonctions avec une loyauté sans partage.

L'administrateur qui exerce une fonction à temps plein au sein de la Société ou de l'une de ses filiales doit également éviter d'occuper des fonctions ou d'être lié par des engagements qui l'empêchent de consacrer le temps et l'attention que requiert l'exercice normal de ses fonctions.

Quant aux autres administrateurs, ils doivent veiller à consacrer à leur fonction le temps et l'attention raisonnablement requis dans les circonstances.

10. L'administrateur qui exerce une fonction à temps plein au sein de la Société ne peut, sous peine de révocation, avoir un intérêt direct ou indirect dans un organisme, une entreprise ou une association mettant en conflit son intérêt personnel et celui de la Société.

Toutefois, cette révocation n'a pas lieu si un tel intérêt lui échoit par succession ou donation pourvu qu'il y renonce ou en dispose avec diligence. Dans l'intervalle, les articles 12, 13, 15 et 18 s'appliquent à cet administrateur.

Tout autre administrateur ayant un intérêt dans une entreprise doit, sous peine de révocation, se conformer aux dispositions des articles 12, 13, 15 et 18.

11. Un administrateur, un dirigeant ou un contrôleur de la Société qui occupe des fonctions d'administrateur, de dirigeant ou de contrôleur d'une entreprise liée doit être spécifiquement autorisé par l'actionnaire ou les actionnaires qui contrôlent l'entreprise concernée pour :

a) détenir des actions, des parts sociales, tout autre titre ou valeur émis par cette entreprise liée et conférant des droits de vote ou de participation à l'égard de cette entreprise liée, ou toute option ou tout droit de souscrire ou d'acheter de telles actions, parts sociales, titres ou valeurs ;

b) bénéficier de tout régime d'intéressement, à moins que cet administrateur, ce dirigeant ou ce contrôleur n'occupe des fonctions à temps plein au sein de cette entreprise liée et que ce régime d'intéressement soit intimement lié à la performance individuelle de l'administrateur, du dirigeant ou du contrôleur au sein de l'entreprise liée ;

c) bénéficier d'un régime de retraite accordé par l'entreprise liée s'il n'occupe pas des fonctions à temps plein au sein de cette entreprise liée ; ou

d) bénéficier de tout avantage consenti à l'avance dans l'éventualité d'un changement de contrôle de l'entreprise liée.

12. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur qui :

a) est partie à un contrat avec la Société ou une filiale ; ou

b) a un intérêt direct ou indirect dans une entreprise partie à un contrat avec la Société ou une filiale ou est administrateur, dirigeant, contrôleur ou employé de cette entreprise ;

doit divulguer par écrit au président du Conseil la nature et l'étendue de son intérêt.

Il en est de même de l'administrateur qui a un autre intérêt direct ou indirect dans toute question considérée par le Conseil.

L'administrateur doit, en tout temps, s'abstenir de communiquer quelque information que ce soit à tout employé, contrôleur, dirigeant ou administrateur de la Société, relativement à ce contrat ou à cet intérêt.

L'administrateur doit s'abstenir de délibérer et de voter sur toute question reliée à cet intérêt et éviter de tenter d'influencer la décision s'y rapportant. Il doit également se retirer de la réunion pour la durée des délibérations et du vote sur cette question.

12.1 L'administrateur qui est membre du Comité de vérification du Conseil ne peut avoir un intérêt dans la Société ou une filiale. Il ne peut notamment accepter de la Société ou d'une filiale des honoraires en contrepartie de consultation, de services-conseils ou tout autre service semblable.

13. La divulgation requise à l'article 12 se fait, dans le cas d'un administrateur, lors de la première réunion :

a) au cours de laquelle le contrat ou la question concernée est à l'étude ;

b) suivant le moment où l'administrateur qui n'avait aucun intérêt dans le contrat ou la question concernée en acquiert un ;

c) suivant le moment où l'administrateur acquiert un intérêt dans le contrat déjà conclu; ou

d) suivant le moment où devient administrateur toute personne ayant un intérêt dans un contrat ou une question sous étude.

14. Le dirigeant ou le contrôleur qui n'est pas administrateur doit effectuer la divulgation requise à l'article 12 immédiatement après :

a) avoir appris que le contrat ou la question concernée a été ou sera à l'étude lors d'une réunion;

b) avoir acquis l'intérêt, s'il l'acquiert après la conclusion du contrat ou la décision concernée; ou

c) être devenu dirigeant ou contrôleur, s'il le devient après l'acquisition de l'intérêt.

Le dirigeant ou le contrôleur ne peut tenter d'aucune façon d'influencer la décision des administrateurs.

15. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit effectuer la divulgation requise à l'article 12 dès qu'il a connaissance d'un contrat visé par cet article et qui, dans le cadre de l'activité commerciale normale de la Société, ne requiert pas l'approbation des administrateurs.

16. Les articles 12 à 15 s'appliquent également lorsque l'intérêt concerné est détenu par un membre de la famille immédiate de l'administrateur, du dirigeant ou du contrôleur.

17. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit dénoncer par écrit au président du Conseil les droits qu'il peut faire valoir contre la Société, en indiquant leur nature et leur valeur, dès la naissance de ces droits ou dès qu'il en a connaissance.

18. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit remettre au président du Conseil, dans les soixante jours de sa nomination et le 31 janvier de chaque année où il demeure en fonction, une déclaration en la forme prévue à l'annexe B et contenant les informations suivantes :

a) le nom de toute entreprise dans laquelle il détient, directement ou indirectement, des valeurs mobilières ou des biens, incluant des parts sociales, en précisant la nature et la quantité en nombre et en proportion des valeurs mobilières détenues et la valeur des biens;

b) le nom de toute entreprise pour laquelle il exerce des fonctions ou dans laquelle il a un intérêt sous forme de créance, droit, priorité, hypothèque ou avantage financier ou commercial significatif; et

c) à sa connaissance, les renseignements prévus aux paragraphes qui précèdent concernant son employeur et la personne morale, la société ou l'entreprise dont il est propriétaire, actionnaire administrateur, dirigeant ou contrôleur.

L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur pour qui les dispositions des paragraphes a) à c) ne trouvent pas d'application doit remplir une déclaration à cet effet et la remettre au président du Conseil.

L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit également produire une telle déclaration dans les soixante jours de la survenance d'un changement significatif à son contenu.

Les déclarations remises en vertu du présent article sont traitées de façon confidentielle.

19. Le président du Conseil remet les déclarations reçues en application des articles 12 à 18 au secrétaire de la Société qui les tient à la disposition des membres du Conseil et du Comité d'éthique et de régie d'entreprise.

De plus, le secrétaire de la Société avise le président du Conseil et le Comité d'éthique et de régie d'entreprise de tout manquement aux obligations prévues aux articles 12 à 18 dès qu'il en a connaissance.

Dispenses

20. Le présent code ne s'applique pas :

a) à la détention de valeurs mobilières lorsque l'importance de cette détention ne permet vraisemblablement pas de placer l'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur en situation de conflit d'intérêts;

b) à la détention d'intérêts par l'intermédiaire d'un fonds commun de placement à la gestion duquel l'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur ne participe ni directement ni indirectement;

c) à la détention d'intérêts par l'intermédiaire d'une fiducie sans droit de regard dont le bénéficiaire ne peut prendre connaissance de la composition;

d) à la détention du nombre minimal d'actions requises pour être admissible comme administrateur d'une personne morale;

e) à un intérêt qui, de par sa nature et son étendue, est commun à la population en général ou à un secteur particulier dans lequel œuvre l'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur;

f) à un contrat d'assurance responsabilité des administrateurs; ou

g) à la détention de titres émis ou garantis par la Société, un gouvernement ou une municipalité à des conditions identiques pour tous.

Attestation

20.1 Dans les soixante jours de l'adoption du présent code par le Conseil, chaque administrateur, dirigeant ou contrôleur doit remettre au président du Conseil et au secrétaire de la Société l'attestation contenue à l'annexe C.

Chaque nouvel administrateur, dirigeant ou contrôleur doit faire de même dans les soixante jours de sa nomination à ce poste.

Section IV – Rémunération

20.2 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur n'a droit, pour l'exercice de ses fonctions, qu'à la seule rémunération reliée à celles-ci. Cette rémunération ne peut comprendre, même en partie, des avantages pécuniaires tels, le cas échéant, ceux établis entre autres par des mécanismes d'intéressement basés sur la variation de la valeur des actions ou sur la participation au capital-actions de la Société.

20.3 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur révoqué pour une cause juste et suffisante ne peut recevoir d'allocation ni d'indemnité de départ.

20.4 L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur qui a quitté ses fonctions, qui a reçu ou qui reçoit une allocation ou une indemnité de départ et qui occupe une fonction, un emploi ou tout autre poste rémunéré dans le secteur public pendant la période correspondant à cette allocation ou indemnité, doit rembourser la partie de l'allocation ou de l'indemnité couvrant la période pour laquelle il reçoit un traitement, ou cesser de la recevoir durant cette période.

Toutefois, si le traitement qu'il reçoit est inférieur à celui qu'il recevait antérieurement, il n'a à rembourser l'allocation ou l'indemnité que jusqu'à concurrence du nouveau traitement, ou il peut continuer à recevoir la partie de l'allocation ou de l'indemnité qui excède son nouveau traitement.

20.5 Quiconque a reçu ou reçoit une allocation ou une indemnité de départ du secteur public et reçoit un traitement à titre d'administrateur, de dirigeant ou de contrôleur pendant la période correspondant à cette allocation ou indemnité doit rembourser la partie de l'allocation ou de l'indemnité couvrant la période pour laquelle il reçoit un traitement, ou cesser de la recevoir durant cette période.

Toutefois, si le traitement qu'il reçoit à titre d'administrateur, de dirigeant ou de contrôleur est inférieur à celui qu'il recevait antérieurement, il n'a à rembourser l'allocation ou l'indemnité que jusqu'à concurrence du nouveau traitement, ou il peut continuer à recevoir la partie de l'allocation ou de l'indemnité qui excède son nouveau traitement.

20.6 Le président-directeur général qui a cessé d'exercer ses fonctions, qui a bénéficié de mesures dites de départ assisté et qui, dans les deux ans qui suivent son départ, accepte une fonction, un emploi ou tout autre poste rémunéré dans le secteur public doit rembourser la somme correspondant à la valeur des mesures dont il a bénéficié jusqu'à concurrence du montant de la rémunération reçue, du fait de ce retour, durant cette période de deux ans.

20.7 L'exercice à temps partiel d'activités didactiques par un administrateur, un dirigeant ou un contrôleur n'est pas visé par les articles 20.4 à 20.6.

20.8 Pour l'application des articles 20.4 à 20.6, « secteur public » s'entend des organismes, des établissements et des entreprises visés au Règlement énoncé à l'annexe A.

La période couverte par l'allocation ou l'indemnité de départ visée aux articles 20.4 et 20.5 correspond à celle qui aurait été couverte par le même montant si la personne l'avait reçue à titre de traitement dans sa fonction, son emploi ou son poste antérieur.

Section V – Application du code

Autorités compétentes

20.9 Le secrétaire général associé responsable des emplois supérieurs au ministère du Conseil exécutif est l'autorité compétente pour l'application du présent code à l'égard du président du Conseil et des autres administrateurs de la Société nommés par le gouvernement.

Le président du Conseil est l'autorité compétente à l'égard de tout administrateur d'une entreprise dont Hydro-Québec détient 100 % des actions, d'un dirigeant ou d'un contrôleur de la Société.

Le président du Conseil doit s'assurer du respect des principes d'éthique et des règles de déontologie par les administrateurs, les dirigeants et les contrôleurs de la Société.

21. Le Comité d'éthique et de régie d'entreprise a pour mission de conseiller l'autorité compétente en matière d'éthique et de déontologie.

Le comité exerce aussi les fonctions qui lui sont dévolues en vertu de la résolution reproduite à l'annexe D et exécute tout autre mandat relatif à l'éthique que le Conseil lui confie.

Dans l'exercice de ses fonctions, le Comité d'éthique et de régie d'entreprise peut prendre connaissance des déclarations visées à l'article 19.

22. Lorsqu'un manquement à l'éthique ou à la déontologie est reproché à un administrateur, à un dirigeant ou à un contrôleur, le comité est chargé de recueillir toute information pertinente. Il fait rapport de ses constatations à l'autorité compétente et lui recommande les mesures appropriées, s'il y a lieu.

L'autorité compétente fait part à l'administrateur, au dirigeant ou au contrôleur des manquements reprochés et de la sanction dont il est passible. Elle l'informe qu'il peut, dans les sept jours, lui fournir ses observations et, s'il le demande, être entendu à ce sujet.

23. Le comité peut donner des avis aux administrateurs, aux dirigeants ou aux contrôleurs sur l'interprétation des dispositions du présent code et leur application à des cas particuliers, même hypothétiques. Il n'est pas tenu de limiter un avis aux termes contenus dans la demande.

23.1 Afin de permettre la prise d'une décision appropriée dans le cas d'une situation urgente nécessitant une intervention rapide ou dans un cas présumé de faute grave, l'autorité compétente peut relever provisoirement de ses fonctions, avec rémunération, l'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur à qui l'on reproche des manquements à l'éthique ou à la déontologie.

24. Le secrétaire de la Société tient des archives où il conserve, notamment, les déclarations, divulgations et attestations qui doivent lui être transmises en vertu du présent code, les rapports et les avis du comité et les décisions de l'autorité compétente en matière d'éthique et de déontologie.

En outre, il doit prendre les mesures nécessaires pour assurer la confidentialité des informations fournies par les administrateurs, les dirigeants et les contrôleurs en application du présent code.

25. Le comité peut consulter et recevoir des avis de conseillers ou experts externes sur toute question qu'il juge à propos.

26. Un administrateur, un dirigeant ou un contrôleur ne contrevient pas aux dispositions du présent code s'il a préalablement obtenu un avis favorable du comité, aux conditions suivantes :

a) l'avis a été obtenu avant que les faits sur lesquels il se fonde ne se réalisent ;

b) l'avis a été déposé auprès du Conseil ;

c) les faits pertinents ont tous été intégralement dévoilés au comité de façon exacte et complète ; et

d) l'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur s'est conformé à toutes les prescriptions de l'avis.

27. Le comité et l'autorité compétente préservent l'anonymat des plaignants, requérants et informateurs à moins d'intention manifeste à l'effet contraire. Ils ne peuvent être contraints de révéler une information susceptible de dévoiler leur identité, sauf si la loi ou le tribunal l'exige.

Sanctions

28. Sur conclusion d'une contravention à la loi, au Règlement ou au présent code, l'autorité compétente impose l'une ou l'autre des sanctions suivantes :

a) s'il s'agit d'un dirigeant ou d'un contrôleur, toute sanction appropriée, laquelle peut aller jusqu'au congédiement ;

b) s'il s'agit d'un administrateur, la réprimande, la suspension sans rémunération d'une durée maximale de trois mois ou la révocation.

Toutefois, lorsque l'autorité compétente est le secrétaire général associé visé à l'article 20.9, la sanction est imposée par le secrétaire général du Conseil exécutif. En outre, si la sanction proposée consiste en la révocation d'un administrateur public nommé ou désigné par le gouvernement, celle-ci ne peut être imposée que par ce dernier ; dans ce cas, le secrétaire général du Conseil exécutif peut immédiatement suspendre sans rémunération l'administrateur public pour une période d'au plus trente jours.

Toute sanction imposée à un administrateur, de même que la décision de le relever provisoirement de ses fonctions, doit être écrite et motivée.

29. Dans le cas d'une contravention à l'article 10, l'autorité compétente constate par écrit la révocation du contrevenant.

30. L'administrateur, le dirigeant ou le contrôleur doit rendre compte et restituer à la Société les profits qu'il a réalisés ou l'avantage qu'il a reçu en raison ou à l'occasion d'une contravention aux dispositions du présent code.

31. Le vote d'un administrateur donné en contravention des dispositions du présent code ou lié à une telle contravention, ou alors que l'administrateur est en défaut de produire la déclaration visée par l'article 18, ne peut être déterminant.

On peut consulter les annexes dans le site Internet d'Hydro-Québec (www.hydroquebec.com).

Équipements de production *au 31 décembre 2004*

Puissance installée en kW

Centrales hydroélectriques[a]					
Robert-Bourassa	5 616 000	Laforge-1	877 800	Shawinigan-2	199 775
La Grande-4	2 778 750	Bersimis-2	844 550	Manic-1	184 410
La Grande-3	2 418 059	Carillon	752 080	Shawinigan-3	183 600
La Grande-2-A	2 106 000	Outardes-4	630 400	Chelsea	153 000
Beauharnois	1 657 980	Outardes-2	471 750	Rapides-des-Îles	146 520
Manic-5	1 527 600	Brisay	469 300	Cèdres	135 000
La Grande-1	1 436 400	Laforge-2	319 200	Première-Chute	130 320
Manic-3	1 244 400	Trenche	302 400	La Gabelle	128 625
Bersimis-1	1 124 800	Beaumont	270 000	Grand-Mère[b]	104 975
Manic-5-PA	1 064 000	Rocher-de-Grand-Mère	230 000	Autres (18 centrales de moins	
Manic-2	1 023 930	La Tuque	219 600	de 100 000 kW)	690 359
Outardes-3	891 100	Rapide-Blanc	204 000		
Sainte-Marguerite-3	883 500	Paugan	201 975		
Centrales thermiques					
Gentilly-2 (nucléaire)	675 000	Becancour, La Citière et Cadillac		Autres (24 groupes diesels)	122 350
Tracy (classique)	600 000	(à turbines à gaz)	870 200		
Parc éolien					
Saint-Ulric (3 aérogénérateurs)			2 250		
Puissance installée au 31 décembre 2004					
Centrales hydroélectriques (53)			31 622 158		
Centrales thermiques (29)			2 267 550		
Parc éolien (1)			2 250		
Total			**33 891 958**[c]		
Centrales hydroélectriques en construction					
Puissance en kW					
Toulnustouc			526 000		
Eastmain-1			480 000		
Péribonka			385 000		
Mercier			50 500		

a) La puissance installée des centrales hydroélectriques correspond à celle des alternateurs dans des conditions d'exploitation hivernales (température de l'eau à 5 °C).

b) En 2004, la puissance installée de la centrale de Grand-Mère est passée de 149 575 kW à 104 975 kW par suite du démantèlement de trois groupes turbines-alternateurs.

c) En plus de la puissance installée de ses propres centrales, Hydro-Québec dispose de la majeure partie de la production de la centrale des Churchill Falls, d'une puissance nominale de 3 428 MW, et de toute la production de quatre parcs éoliens qui comprennent 141 aérogénérateurs d'une puissance installée totale de 111 MW.

Équipements de transport *au 31 décembre 2004*

Tension	Lignes (km)	Postes (nombre)
765 et 735 kV	11 422	38
450 kV c.c.	1 218	2
315 kV	5 013	61
230 kV	2 976	50
161 kV	1 875	40
120 kV	6 594	215
69 kV et moins	3 389	100
Total	**32 487**	**506**

Grands équipements



Grands équipements



Hydro-Québec
75, boulevard René-Lévesque Ouest
20e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
CANADA
Téléphone : (514) 289-2211

Hydro-Québec International (HQI)
est chargée des activités d'investissement et de vente de services professionnels à l'extérieur du Canada et des États-Unis. HQI ayant confié un mandat de gestion de ses activités à Hydro-Québec, chacune des divisions de cette dernière est responsable des activités à l'étranger dans ses domaines de compétence.
75, boulevard René-Lévesque Ouest
20e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
CANADA
Téléphone : (514) 289-4020

Marketing d'énergie HQ
réalise des transactions dans le domaine de l'énergie, y compris des ventes, des achats et des échanges, au Canada et aux États-Unis, par l'entremise de H.Q. Energy Services (U.S.).
75, boulevard René-Lévesque Ouest
18e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
CANADA
Téléphone : (514) 289-4304

Hydro-Québec CapiTech
est une société de capital-risque corporatif qui investit dans des entreprises dont les produits, technologiques et les services sont reliés au domaine de l'énergie.
1000, rue Sherbrooke Ouest
16e étage
Montréal (Québec) H3A 3G4
CANADA
Téléphone : (514) 289-6803

Hydro-Québec IndusTech
est chargée de poursuivre, en partenariat avec le secteur privé, la valorisation de la propriété intellectuelle issue des activités de recherche d'Hydro-Québec.
1000, rue Sherbrooke Ouest
16e étage
Montréal (Québec) H3A 3G4
CANADA
Téléphone : (514) 289-6800

La **Société d'énergie de la Baie James**
fournit principalement des services de classe mondiale en ingénierie et en réalisation de projets de construction dans le domaine de l'énergie au Québec.
855, rue Sainte-Catherine Est
20e étage
Montréal (Québec) H2L 4P5
CANADA
Téléphone : (514) 840-4150

Unités de mesure

¢/kWh	cent ou 0,01 $ le kilowattheure
k$	millier de dollars
M$	million de dollars
G$	milliard de dollars
kV	kilovolt ou millier de volts
kW	kilowatt ou millier de watts
Mvar	mégavar ou million de vars
MW	mégawatt ou million de watts
GW	gigawatt ou million de kilowatts
kWh	kilowattheure ou millier de wattheures
MWh	mégawattheure ou million de wattheures
GWh	gigawattheure ou million de kilowattheures
TWh	térawattheure ou milliard de kilowattheures

On peut obtenir les documents suivants dans notre site Internet **www.hydroquebec.com** ou en composant le 1 800 ÉNERGIE :

Plan stratégique 2004-2008

Rapport annuel 2004 (le présent document)

Rapport sur le développement durable 2004

Profil financier 2004-2005

Hydro-Québec remercie tous les employés qui figurent sur les photos du Rapport annuel.

Le présent document est recyclable. À l'exception de la couverture, il est fait de papier québécois et imprimé sur du papier recyclé comportant 20 % de fibres désencrées.

© Hydro-Québec
Affaires corporatives et secrétariat général
Reproduction autorisée avec mention de la source

Dépôt légal – 2e trimestre 2005
Bibliothèque nationale du Canada
Bibliothèque nationale du Québec
ISBN 2-550-43929-5
ISSN 0702-6706
2004G200F

This publication is available in English.

Hydro-Québec Production produit de l'électricité et livre à Hydro-Québec Distribution le volume d'électricité patrimoniale pour le marché québécois. Elle commercialise de l'électricité sur les marchés au Québec et hors Québec et réalise des transactions d'arbitrage et d'achat-revente.

Hydro-Québec TransÉnergie exploite le plus vaste réseau de transport d'électricité d'Amérique du Nord. Elle met ce réseau à la disposition de ses clients, au Québec et hors Québec. Elle est présente à l'étranger, notamment en Amérique du Sud. Sur ces marchés, elle exploite des réseaux de transport d'électricité, commercialise des produits technologiques liés à la gestion des réseaux et élabore des projets de construction d'équipements de transport d'électricité.

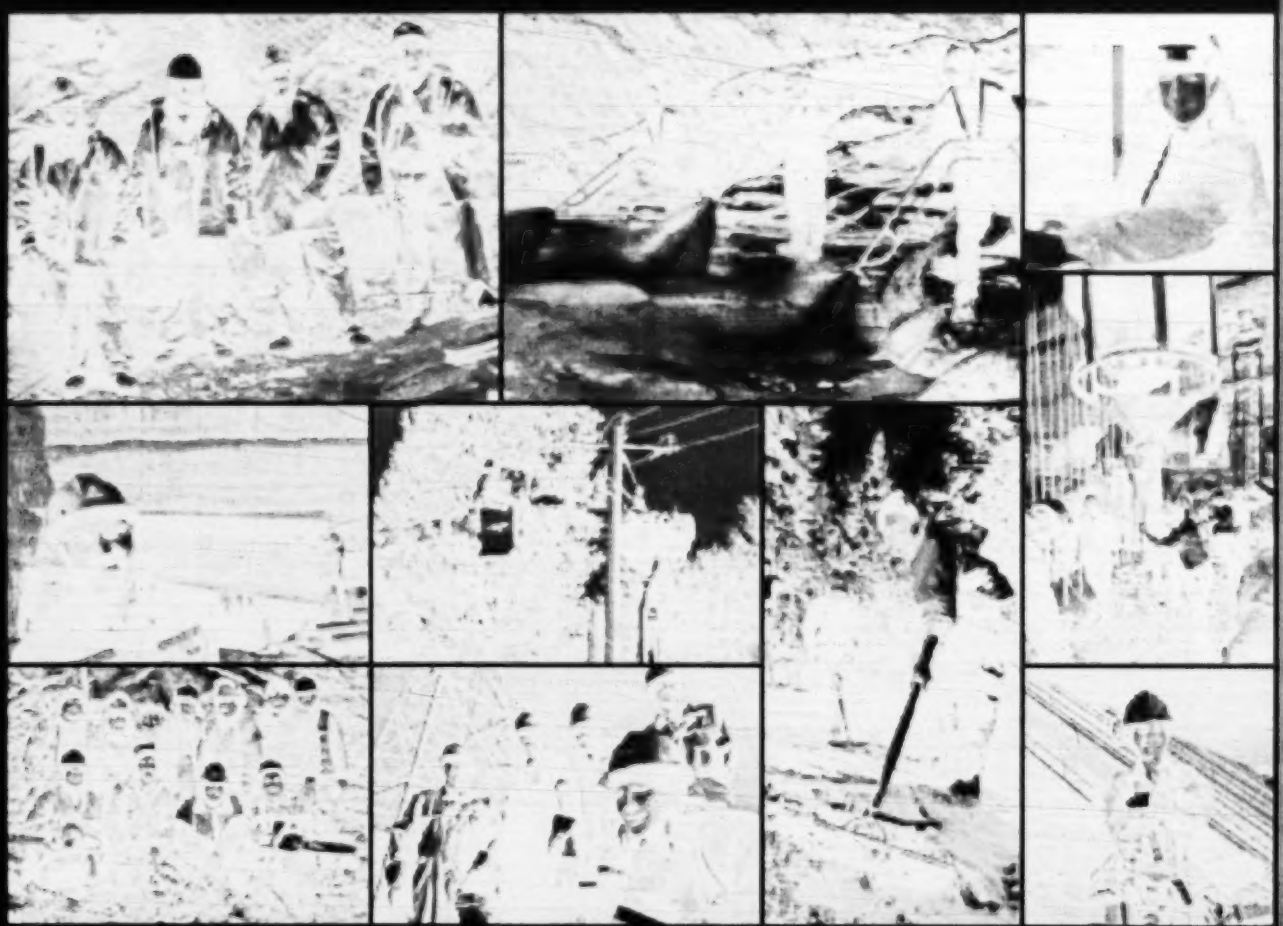
Hydro-Québec Distribution est responsable de l'approvisionnement des clients québécois et offre une gamme de produits et services de qualité. Elle dispose d'un volume annuel d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production à un prix fixe, conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Au-delà de ce volume, elle procède par appels d'offres auprès des producteurs d'électricité, dont Hydro-Québec Production.

Hydro-Québec Équipement et la **Société d'énergie de la Baie James**, filiale d'Hydro-Québec, sont les maîtres d'œuvre des projets de construction d'Hydro-Québec Production et d'Hydro-Québec TransÉnergie. Leur expertise est reconnue mondialement, en particulier dans les domaines de la production hydroélectrique et du transport d'électricité à haute tension.

Hydro-Québec Technologie et développement industriel est responsable de l'innovation technologique, qui comprend la recherche et le soutien technique, le développement industriel des technologies d'Hydro-Québec ainsi que l'investissement en capital-risque.

Hydro-Québec Pétrole et gaz réalise des travaux d'exploration gazière au Québec, en partenariat avec des entreprises possédant la capacité financière et l'expertise nécessaires pour mener à bien ces travaux.

www.hydroquebec.com



Hydro Québec

20040305